

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Reposição de serviço em sistemas com produção eólica *onshore* e *offshore* com ligação DC

Hélder Magalhães da Costa

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Dr. João Abel Peças Lopes

Co-orientador: Professor Luís Miguel Lopo Santos Seca

26 de Julho de 2013

A Dissertação intitulada

**“Reposição de Serviço em Sistemas com Produção Eólica Onshore e Offshore
com Ligação DC”**

foi aprovada em provas realizadas em 19-07-2013

o júri



Presidente Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona

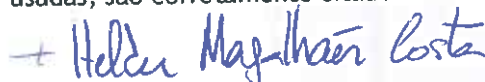


Professor Doutor João Abel Peças Lopes
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Engenheiro Luís Santos Seca
Investigador do INESC - TEC

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Hélder Magalhães da Costa

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Com a integração de produção dispersa na rede os sistemas elétricos de energia têm vindo a ficar saturados, levando a que as unidades de geração convencionais sejam aos poucos descomissionadas, relegando a manutenção dos serviços de sistema para as unidades de geração com carácter descentralizado. Isto traz alguns inconvenientes relacionados com a baixa capacidade de regulação das variáveis fundamentais do sistema elétrico que alguns sistemas de produção apresentam, devido à imprevisibilidade característica dos seus recursos primários. Este inconveniente tem maior relevância num processo de reposição de serviço, uma vez que é uma tarefa realizada em condições extremas, sendo preciso grande capacidade de regulação das variáveis do sistema.

A reposição de serviço é um tema bastante debatido tendo sido ao longo dos tempos alvo de grande investigação científica, visto tratar-se de um problema complexo e delicado que requer um cuidadoso planeamento de todo o processo. Esta tarefa necessita que as unidades de geração integrantes do sistema sejam capazes de regulação das variáveis fundamentais do sistema, a tensão e a frequência, para que o processo decorra o mais rápido possível, assegurando a segurança da rede e restabelecendo o serviço aos consumidores com os níveis qualidade energética definidos.

Na atualidade, este tipo de procedimento é realizado recorrendo às unidades de geração convencional, que apresentam melhores características para controlo dos perfis do sistema. No entanto, com os significativos avanços tecnológicos na área da geração eólica, estes sistemas conseguem, atualmente, assumir parte dos serviços de sistema, tendo capacidade de regulação da potência gerada e assim regular a frequência e tensão do sistema.

Com o grande crescimento da integração dos sistemas de geração eólicos na rede elétrica, quer *onshore* quer *offshore*, o estudo da capacidade que estes tipos de geração têm em ativamente participar no processo de reposição de serviço, fazendo uso das potenciais propriedades para regulação das variáveis do sistema, é uma mais valia dado o estado do sistema elétrico a nível de utilização deste tipo de geração e desuso das unidades de geração convencionais.

Assim, importa analisar o impacto que este tipo de sistemas de geração apresentam na integração do processo de reposição do serviço, quando é utilizado aerogeradores equipados com geradores do tipo PMSG de velocidade variável com conversor integral e no caso da geração *offshore* utilizado sistema de transmissão em HVDC-VSC. O desenvolvimento, análise e comparação das estratégias de reposição do serviço com e sem integração destes sistemas eólicos no procedimento, é o ponto fulcral deste trabalho.

Abstract

With the constant integration of distributed generation in the network, the power systems have reached a point of saturation, leading the conventional generation units to be gradually decommissioned and relaying the responsibility of maintenance of the system services to generation units with decentralized nature. This process brought some drawbacks related to the low regulatory capacity of the critical variables of the electrical system that some generation systems have, due to the unpredictability characteristic of their primary resources. This disadvantage has greater importance in the process of the power system restoration, being a task performed in extreme conditions that requires a significant control of the system voltage and frequency during the restoration process.

The power system restoration is a complex and delicate task that has been, throughout the ages, subject of much scientific research. This procedure requires that the available generating units in the system, that integrate the restoration process, the capacity of regulating the fundamental variables of the system so that whole process occurs as quickly as possible, ensuring network security and restoring the service to the consumers with the predefined energy quality standards.

Presently, this kind of procedure is performed using conventional generation units, which have better characteristics for control of the system variables. However, with the significant technological advances in the field of wind energy technology, these systems can currently take part in the system services, having the capacity for efficiently controlling the generated power and thus regulating the frequency and voltage of the power system.

With the huge growth of the integration of wind generation on the grid, either *onshore* or *offshore*, the study of the potential ability for these types of generation systems to actively participate in the process of power system restoration. Enabling the capabilities of these generation units regarding the capacity for controlling the system variables, that is a big advantage given the state of the power system, considering the integration level of this type of generation and disuse of conventional generation units.

It is therefore important to analyse the impact that this type of generation systems presents in integrating the system restoration process, when its used wind turbines equipped with the PMSG variable speed full-scale converter topology and, in the case of *offshore* generation systems, using transmission systems in HVDC-VSC. The development, analysis and comparison of the power system restoration strategies, with and without integration of wind generation in the procedure, were the main point of focus of this work.

Agradecimentos

Quero realçar todo o apoio e motivação prestado por parte do meu orientador, Professor Doutor João Abel Peças Lopes, por ter sempre a disponibilidade e dedicação em prestar a ajuda necessária, fornecendo-me um conjunto de conhecimentos que proporcionou a realização deste trabalho. Ao meu co-orientador, Professor Luís Miguel Lopo dos Santos Seca, por toda ajuda fornecida, disponibilidade, e direcionamento ao longo do estudo.

A vocês, o meu muito obrigado!

Agradeço à equipa da Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto, enaltecendo o Professor Doutor Carlos Moreira e o Mestre Bernardo Silva, pela disponibilidade e ajuda prestada.

A todos os meus caros colegas de curso, foi uma jornada que jamais esquecerei, tendo guardado momentos que levo sempre comigo.

Aos meus amigos de longa data que estão sempre comigo para tudo o que precisar, dando-me motivação e a confiança necessária para ultrapassar todos os desafios.

Quero agradecer especialmente às pessoas que partilharam a responsabilidade de realizar também uma dissertação que, diretamente ou indiretamente, ajudaram na conclusão deste trabalho. Obrigado Diana, Justino, Magalhães, Quim e Rodrigo pela motivação e ajuda!

Um agradecimento especial para a minha família, à minha mãe, pai e irmão, por sempre estarem comigo e fornecerem os meios e condições para que possa ter tido a possibilidade de terminar este curso. Obrigado!

Hélder Costa

“The real voyage of discovery consists not in seeking new lands but seeing with new eyes”

Marcel Proust

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura da Dissertação	3
2	Estado da arte	5
2.1	Sistema elétrico de energia	5
2.1.1	Introdução	5
2.1.2	Estabilidade do sistema elétrico de energia	7
2.2	Reposição do serviço	9
2.2.1	Introdução	9
2.2.2	Considerações gerais	10
2.2.3	Problemas comuns	13
2.2.4	Estratégias de reposição	16
2.3	Geração Eólica	20
2.3.1	Introdução	20
2.3.2	Evolução	21
2.3.3	Tecnologias de controlo	24
2.3.4	Tecnologias de geração	25
2.3.5	Conclusão	31
2.4	Geração eólica <i>offshore</i>	32
2.4.1	Introdução	32
2.4.2	Sistemas de transmissão	34
3	Modelização do sistema e definição dos casos de estudo	39
3.1	Introdução	39
3.2	Plataforma de simulação	40
3.3	Modelização do sistema	43
3.3.1	Rede	44
3.3.2	Linhas	44
3.3.3	Máquinas síncronas	45
3.3.4	Injetores dinâmicos	46
3.3.5	Cargas	47
3.3.6	Transformadores	47
3.3.7	Aerogeradores	48
3.4	Modelos de controlo	50
3.4.1	Regulação de tensão das máquinas síncronas	50
3.4.2	Regulação de velocidade das máquinas síncronas	52

3.4.3	Limitador de sub-excitação das máquinas síncronas	54
3.4.4	Modelo de controlo do injetor dinâmico	57
3.5	Definição dos casos de estudo	60
3.5.1	Caso de estudo a)	61
3.5.2	Caso de estudo b)	63
3.5.3	Caso de estudo c)	64
4	Resultados	67
4.1	Considerações iniciais	67
4.2	Caso a)	70
4.3	Caso b)	81
4.4	Caso c)	90
4.5	Análise dos resultados	98
4.5.1	Tempos de reposição	98
4.5.2	Reposição das cargas no sistema	98
4.6	Conclusão	100
5	Conclusões e perspectivas futuras	103
5.1	Conclusão	103
5.2	Perspectivas Futuras	105
A		107
A.1	Esquemas de inicialização do <i>Eurostag</i>	107
A.2	Parâmetros dos modelos	109
A.3	Tensões dos casos de estudo	110
	Referências	113

Lista de Figuras

2.1	Estabilidade de um SEE [2]	7
2.2	Primeiro aerogerador por Charles F. Bush[13]	21
2.3	Evolução temporal do diâmetro e potência dos aerogeradores[14]	22
2.4	a)Capacidade total b)Capacidade instalada 2011/2012[17]	23
2.5	Áreas de operação das diferente tecnologias de controlo[20]	25
2.6	Tipos e configuração dos vários aerogeradores utilizados[21]	26
2.7	Configuração do aerogerador com velocidade constante (SCIG)[23]	26
2.8	Extração de potência em sistemas de velocidade constante[11]	27
2.9	Extração de potência em sistemas com caixa de 2 velocidades[11]	27
2.10	Configuração do aerogerador com velocidade variável (WRIG)[23]	28
2.11	Extração de potência em sistemas com velocidade variável[11]	28
2.12	Configuração do aerogerador com velocidade variável (DFIG)[23]	29
2.13	Configuração do aerogerador com velocidade variável com conversor integral[23]	30
2.14	Potência instalada em sistemas <i>offshore</i> em 2011 e 2012[17]	33
2.15	a) Potência <i>offshore</i> na UE: em operação; em construção; aprovada b)Divisão da potência aprovada pelos respectivos países [28]	33
2.16	Configuração de um sistema com HVAC[19]	35
2.17	Configuração de um sistema com HVDC-LCC[19]	36
2.18	Configuração de um sistema com HVDC-VSC[19]	38
3.1	Menu principal do <i>EUROSTAG</i>	43
3.2	Modelo equivalente em Π	44
3.3	Diagrama PQ do aerogerador	48
3.4	Variação da potencia ativa vs. variação de frequência [11]	49
3.5	Característica da potencia ativa com e sem deload (adaptado de[11])	49
3.6	Diagrama de blocos do modelo DC1A[35]	51
3.7	Esquema principal do modelo DC1A	52
3.8	Esquema de inicialização do modelo DC1A	52
3.9	Diagrama de blocos do modelo Gover	53
3.10	Esquema principal do modelo Gover	53
3.11	Esquema de inicialização do modelo Gover	54
3.12	Esquema principal do modelo GoverHyd	54
3.13	Diagrama de blocos do modelo UEL2[35]	56
3.14	Característica limitativa do modelo UEL2[35]	56
3.15	Esquema principal do modelo UEL2	57
3.16	Diagrama de blocos do molelo PLOAD	58
3.17	Esquema principal do modelo PLOAD	59
3.18	Diagrama de blocos do molelo QLOAD	59

3.19	Esquema principal do modelo QLOAD	59
3.20	Diagrama unifilar da rede elétrica do caso a)	61
3.21	Diagrama unifilar da rede elétrica do caso b)	64
3.22	Diagrama unifilar da rede elétrica do caso c)	64
4.1	Variação da frequência	72
4.2	Potência ativa gerada	77
4.3	Potência reativa absorvida	78
4.4	Binário mecânico da máquina hídrica <i>Gen2</i>	79
4.5	Tensões da rede durante a RS	80
4.6	Pormenor da tensão no barramento 10	81
4.7	Variação da frequência	83
4.8	Potência ativa do sistema eólico <i>E5</i>	84
4.9	Potência reativa do sistema eólico <i>E5</i>	85
4.10	Tensão no barramento 5	86
4.11	Potência reativa do sistema eólico <i>E12</i>	87
4.12	Tensão no barramento 12	87
4.13	Potência ativa das unidades de geração convencional	88
4.14	Potência reativa das unidades de geração convencional	89
4.15	Variação da frequência	92
4.16	Pormenor da potência ativa injetada pelo sistema <i>E12</i>	93
4.17	Potência reativa do sistema eólico <i>E12</i>	94
4.18	Tensão no barramento 12	95
4.19	Potência ativa das unidades de geração convencional	96
4.20	Potência reativa das unidades de geração convencional	96
4.21	Gráfico de comparação entre os casos a) e b)	99
4.22	Gráfico de comparação entre os casos a) e c)	100
A.1	Esquema de inicialização do modelo GoverHyd	107
A.2	Esquema de inicialização do modelo PLOAD e QLOAD	107
A.3	Esquema de inicialização do modelo DC1A e UEL2	108
A.4	Tensões do sistema para o caso a)	110
A.5	Tensões do sistema para o caso b)	110
A.6	Tensões do sistema para o caso c)	111

Lista de Tabelas

3.1	Definição dos pontos da recta multi-segmento	57
3.2	Características das máquinas síncronas convencionais	62
3.3	Características das linhas	62
3.4	Parâmetros dos transformadores	63
4.1	Máquinas síncronas: Características e modelos de regulação	70
4.2	Sequência de operações para a RS	71
4.3	Perdas e trânsito de potência ativa nas linhas de transmissão para $t=2680s$	73
4.4	Perdas e trânsito de potência ativa na linha de transmissão 3-9 para $t=1245s$. . .	73
4.5	Incrementos de potência nas cargas	74
4.6	Incrementos de potência dos sistemas eólicos	82
4.7	Sequência de operações para a RS	82
4.8	Incrementos de potência nas cargas	90
4.9	Sequência de operações para a RS	91
4.10	Incrementos de potência em $E12$	92
4.11	incrementos de potência nas cargas	97
A.1	Parametros do modelo UEL2 e DC1A	109
A.2	Parâmetros dos modelos PLOAD e QLOAD	109
A.3	Parâmetros do modelo Gover	109
A.4	Parâmetros do modelo GoverHyd	109

Abreviaturas e Símbolos

AC	Alternate Current
DC	Direct Current
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
EESG	Electrically Excited Synchronous machine
HVAC	High Voltage Alternate Current
HVDC-LCC	High Voltage Direct Current with Line Commutated Converter
HVDC-VSC	High Voltage Direct Current with Voltage Source Converter
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
PD	Produção Dispersa
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
RS	Reposição de Serviço
SEE	Sistema Elétrico de energia
SGIG	Squirrel Cage Induction generator
WRIG	Wound Rotor Induction Generator

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

O tema de reposição do sistema elétrico de energia tem sido ao longo do tempo um assunto de grande investigação científica, sendo uma tarefa de grande complexidade que requer alargada atenção por parte dos operadores de rede dos sistemas elétricos. Os eventos que podem levar a um colapso do sistema são raros, no entanto, como a história mostra, eventualmente acontecem, resultando dos mais variados incidentes passíveis de ocorrerem. Assim, existe sempre uma probabilidade associada ao sistema, ainda que de valor baixo, de este fenómeno se suceder, pelo que um procedimento adequado de reposição do serviço é de extrema importância, de modo a retornar o sistema elétrico às suas condições normais de funcionamento, no mínimo tempo possível, respeitando as condições de segurança e com a qualidade de energia necessária.

Até agora a reposição de serviço era realizada recorrendo às unidades de geração de energia convencionais, com capacidade de arranque autónomo e com capacidade para rapidamente controlar a tensão e frequência do sistema. As unidades de geração que dependem de recursos energéticos variáveis, sendo particularidade da geração renovável, não têm sido integradas no processo de reposição por não terem a capacidade necessária de regulação de frequência e tensão do sistema durante o processo. Com o constante crescimento de integração de sistemas de produção dispersa na rede, algumas das centrais convencionais da rede são descomissionadas, relegando serviços de sistema para as unidades de produção dispersa que, com a grande evolução tecnológica sentida nesta área, permitiu o desenvolvimento de sistemas de produção com melhor eficiência e com maior capacidade de controlo da potência gerada.

A geração eólica tem ganho uma posição relevante no mercado energético, com um crescimento significativo nos últimos anos, sendo cada vez mais um alvo de potenciais investimentos internacionalmente. Estes sistemas tornaram-se um símbolo de prosperidade e energia limpa, que associaram o bom desempenho na produção energética à necessidade de satisfazer as medidas implementadas internacionalmente, respeitando as metas propostas na integração de energia renovável no sistema elétrico e assim prevenir a deterioração do ambiente e uso dos, cada vez mais escassos, recursos não renováveis.

Neste estudo, o alvo de análise foi a geração eólica e a sua potencial capacidade para integrar o processo de reposição do serviço num sistema eléctrico de energia. Os avanços tecnológicos feitos nesta área permitiram o desenvolvimento de sistemas com particularidades interessantes e possíveis aplicações que não estão atualmente a ser exploradas, como se aborda em concreto neste caso de estudo. O uso de aerogeradores equipados com geradores síncronos de ímanes permanentes e conversor integral, permite um controlo mais eficaz dos valores da potência gerada, assim como a utilização dos sistemas de transmissão em HVDC-VSC com particularidades relevantes, que permitem a utilização destes sistemas eólicos no processo de reposição.

Com a possível capacidade da geração eólica em providenciar parte dos serviços de sistema necessários para manter os padrões de qualidade energética predefinidos, é relevante fazer uma análise dos benefícios que este tipo de geração pode apresentar na integração e participação ativa da reposição de serviço, comparando os resultados obtidos no processo, utilizando a metodologia de reposição convencional com o processo, utilizando a metodologia revista que faz uso do sistemas eólicos.

1.2 Objetivos

O grande objectivo deste trabalho de dissertação consistiu no estudo da capacidade que a geração eólica tem em participar ativamente na reposição de serviço da rede eléctrica. Pretendeu-se fazer uma análise dos possíveis benefícios que este tipo de geração pode trazer no restauro do sistema e a diferença na metodologia a ele associado quando é utilizado este recurso no processo comparativamente à actual realidade, em que apenas a geração convencional é utilizada. Numa rede com significativa integração de geração eólica, a metodologia de restabelecimento de serviço do sistema implementada nessa rede não utiliza normalmente este tipo de geração, sendo que apenas a geração convencional é utilizada no processo. Este estudo visa a integração da geração eólica nessa metodologia de reposição, analisando os possíveis benefícios em comparação com o caso convencional.

A tarefa de reposição em serviço, em qualquer rede eléctrica, é um processo complexo e complicado, pelo que um bom conhecimento de todos os fenómenos inerentes ao processo assim como o conhecimento do comportamento eléctrico da rede e todas as suas limitações, técnicas ou regulamentares, têm de ser cuidadosamente estudadas e rigorosamente cumpridas. Destaca-se, assim, a necessidade de realização de um estudo dos aspetos fundamentais intrínsecos ao processo de reposição de serviço.

Pretendeu-se desenvolver uma metodologia de reposição do serviço numa rede criada com intuito de representar um sistema eléctrico realista com capacidade de integração de produção eólica, quer *onshore* quer *offshore*, e desenvolver e analisar estratégias de reposição do serviço utilizando os recursos disponíveis na rede. A metodologia de reposição de serviço do sistema é constituída por uma sequência de operações na rede ao longo de uma janela temporal. Foi, portanto, necessário recorrer a uma ferramenta de simulação que permitisse uma análise do comportamento da rede ao longo do tempo, analisando o comportamento das variáveis do sistema eléctrico com o

decorrer do processo de reposição, de modo a otimizar a metodologia de reposição e cumprir os limites operacionais e regulamentares da rede em análise.

Uma correta e realista modelização do sistema eléctrico é de grande importância neste estudo, deste modo consegue-se ter um comportamento o mais realista possível do sistema face os eventos que envolvem o processo de reposição. Assim, a implementação de modelos de controlo para as unidades de geração convencionais utilizadas, máquinas síncronas hídricas e térmicas, assim como modelos de controlo para os sistemas de geração eólica, foram neste estudo modelizados e analisados.

A análise comparativa dos vários aspectos influentes das metodologias de reposição implementadas, que permitam avaliar a qualidade e prestação dos vários processos analisados, constituem a mais-valia deste trabalho, daí ser possível tirar conclusões relativamente à integração da geração eólica no processo reposição de um sistema eléctrico. Os casos de estudo analisados neste projeto de dissertação são três, sendo que os objetivos gerais para reposição do serviço serão os mesmos, variando apenas a metodologia de reposição e tipo de geração disponível.

Pretendeu-se criar um processo de reposição de serviço para os três casos de estudo, sendo que o caso base corresponde à metodologia quando não é utilizada qualquer tipo de geração eólica no processo. Os outros dois casos correspondem às metodologias de reposição quando existe geração eólica *onshore* distribuída ou geração eólica *offshore* de grande potência.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento, expositivo do trabalho realizado no âmbito da dissertação, está organizado em cinco capítulos, sendo em cada abordado os seguintes assuntos:

- Capítulo 2 - É introduzido o tema abordado neste estudo, de modo a compreender os vários aspectos importantes para esta dissertação e é brevemente realizada uma retrospectiva das várias tecnologias e equipamentos e a evolução destas ao longo do tempo.
- Capítulo 3 - Apresenta-se o software de simulação utilizado (*Eurostag*) assim como uma explicação da modelização dos vários componentes utilizados e os casos de estudo analisados.
- Capítulo 4 - Nesta seção é apresentado os resultados obtidos fruto das várias simulações realizadas em todos os casos de estudo definidos.
- Capítulo 5 - Trata-se do capítulo das conclusões e perspectivas futuras, sendo exposto as várias conclusões resultantes do trabalho desenvolvido e potenciais melhoramentos de modo a dar continuidade ao estudo.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 Sistema eléctrico de energia

2.1.1 Introdução

O uso comercial de energia eléctrica começou em meados de 1870, quando foram instalados na via publica sistemas de iluminação recorrendo a lâmpadas de arco, que também foram, nessa época, utilizados em faróis. O primeiro sistema eléctrico de energia foi implementado por Thomas Edison em 1882, o chamado *Pearl Street Station* construído em Nova Iorque, contava com um gerador, cabo, fusível e carga. Era um sistema bastante simples que alimentava consumidores num raio de 1.5km, sendo a carga constituída maioritariamente por lâmpadas incandescentes. Este foi o primeiro sistema eléctrico a operar com sucesso, mais tarde foram implementados, noutras grandes cidades, sistemas semelhantes, sendo nesta época assim dado os primeiros passos numa indústria que veio a tornar-se das maiores e mais importantes no mundo.[1, 2]

Os sistemas eléctricos de energia encontram-se actualmente bem definidos e organizados numa estrutura hierarquizada e, apesar de poderem variar em tamanho e componentes estruturais, todos têm as mesmas características básicas.[1, 3]

O conceito estrutural de sistema eléctrico de energia (SEE) é definido numa estrutura ordenada de produção para consumo. Pode-se afirmar que o caminho que a energia eléctrica percorre até chegar ao consumidor final começa nos geradores de grande capacidade, sendo depois vinculada à rede de transporte de alta tensão, que tem a finalidade de transmitir a energia produzida ao longo de grandes distancias até às subestações de transformação de energia, sendo encaminha para a rede de distribuição e finalmente entregue aos consumidores. [3]

As características comuns à maior parte dos SEE são: [1]

- São constituídos por sistemas trifásicos de corrente alternada essencialmente em tensão constante. Os consumidores residenciais são alimentados em monofásicos sendo feita uma distribuição igual dos consumidores pelas três fases do sistema.
- São utilizadas essencialmente máquinas de síncronas de produção de energia eléctrica, como geração convencional.

- Existem vários níveis de transmissão de energia, como diferentes tensões nominais, alimentando consumidores ao longo de grandes distâncias e áreas.

Tipicamente os SEE consistem em múltiplas instalações de geração de energia eléctrica e vários níveis de redes de transmissão, criando um elevado grau de redundância que permite uma maior fiabilidade de modo a prevenir contingências e não haver perda de serviço para os consumidores. [1]

Com o passar do tempo houve uma necessidade de aumentar progressivamente a potencia instalada nos SEE, energizando maiores áreas e alimentando maior número de consumidores. Existe uma tendência natural para expansão, devido ao aumento populacional e evolução no geral, dando largos passos em direção a uma geração tecnológica que necessita cada vez mais de maiores quantidade de energia. A energia eléctrica torna-se assim não só um bem essencial como um aspecto imprescindível para a economia de qualquer país.

Desde que foi implementado os primeiros SEE, com o conceito bem delineado e hierarquizado que foi descrito, houve significativos avanços que modificaram a sua topologia. Nomeadamente, o grande crescimento do número de instalações de unidades de geração, ligadas à rede de distribuição, com o intuito de aproveitar recursos energéticos disponíveis nos vários locais da rede. Estas implementações foram feitas, não só para satisfazer as necessidades de maior potência instalada mas também para diversificar as fontes de energias utilizadas, e cumprir metas no que diz respeito à aposta em energias de carácter renovável.

Assim nasceu o conceito de produção dispersa (PD). Não existe uma clara definição de PD, uma vez que existem várias arquiteturas e possíveis definições, no entanto é descrito comumente como sendo um pequeno sistema de produção ou armazenamento de energia eléctrica com potências entre os kW e os MW, localizado perto das cargas e não pertencente à geração central do SEE. Estas unidades de geração são tipicamente de fonte renovável e podem ser ligadas à rede ou operar autonomamente, desconectadas do sistema. [4]

A integração da PD leva a uma maior dificuldade na análise da rede e no cumprimento dos aspectos de segurança, sendo que por preocupações económicas, procura-se fazer uma exploração cada vez mais eficiente da rede, o que leva a uma operação do sistema cada vez mais perto dos seus limites técnicos. [3]

A crescente utilização de sistemas de PD leva a alterações e consequências no SEE sendo aqui realçados alguns dos efeitos mais significativos provocados por este tipo de geração: [3]

- Alteração da qualidade de serviço.
- Modificação dos níveis de tensão na rede.
- Maior complexidade de coordenação das protecções da rede.
- Possibilidade de aparecimento de ilhas eléctricas.
- Alteração do trânsito de potências nos ramos da rede.

2.1.2 Estabilidade do sistema elétrico de energia

A tarefa de assegurar a estabilidade de um SEE é um problema deveras complexo e muito importante. Com a crescente integração de unidades de geração e expansão da rede, o SEE tornar-se cada vez mais complexo e tende a operar cada vez mais perto dos seus limites técnicos. A estabilidade de um sistema prende-se não só numa questão de a energia estar disponível mas, idealmente, pretende-se que as cargas do sistema sejam alimentadas sempre a uma tensão e frequência constante, para que os equipamentos dos consumidores tenham um funcionamento satisfatório. [1]

Num funcionamento normal de um SEE, alterações no sistema estão constantemente a acontecer, variações nos perfis de consumo que produzem uma mudança no valor global da carga da rede, avarias e alterações de funcionamentos em equipamentos, saídas de funcionamento de linhas, entre outros acontecimentos que levam a que haja um desvio dos valores nominais de frequência e tensão. Isto faz com que o sistema nunca esteja num estado estável (*steady-state*), sendo que as alterações nos perfis do sistema acontecem constantemente, levando a ajustes por parte dos geradores, fazendo uma rápida alteração da potência produzida, para corrigir os efeitos que estes acontecimentos provocaram na rede.

Os serviços de sistema, garantem o controlo de tensão e frequência que constituem as variáveis mais críticas em todo o processo de reposição de serviço. Estes serviços são atribuídos a determinados componentes da rede que apresentam a capacidade para fazer um controlo ativo da tensão e frequência, contribuindo assim para a estabilidade do SEE. A geração dita convencional está atualmente encarregue da participação quase total nos serviços de sistema necessários, sendo que, com a grande integração de PD nas redes e com a evolução tecnológica feita nesta área, estes sistemas são capazes de participar ativamente e ser responsáveis por parte destes serviços.

De uma maneira generalista podemos classificar a estabilidade de um SEE em três aspectos, a estabilidade relativamente à capacidade de as máquinas síncronas manter o sincronismo com a rede e a estabilidade relacionada com a tensão e frequência do sistema. Na figura 2.1, podemos ver um esquema que resume estes aspectos.

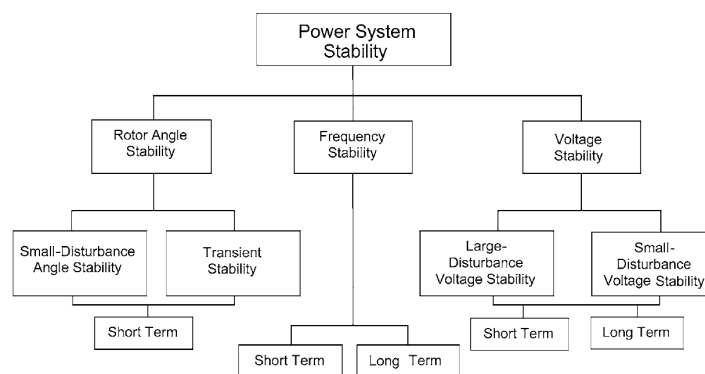


Figura 2.1: Estabilidade de um SEE [2]

2.1.2.1 Estabilidade das máquinas síncronas

Diz-se que uma máquina está estável quando existe um equilíbrio entre a sua potência mecânica e a potência elétrica. Se este equilíbrio não acontecer, existe uma aceleração ou desaceleração do rotor da máquina o que leva a que, eventualmente, se possa perder o sincronismo com a rede. Quando uma máquina apresenta, ainda que temporariamente, uma velocidade de rotação do rotor superior a outra máquina a operar no mesmo sistema, a posição angular da máquina com velocidade superior irá aumentar em relação à máquina mais lenta, o que leva a que haja uma transferência de carga da máquina com posição angular menor para a outra máquina, com o súbito incremento de carga a máquina tende a estabilizar, regularizando a posição angular do rotor e consequente velocidade. Quando isto não acontece ou as variações são mais bruscas, pode ocorrer a perda de sincronismo com a rede.[5]

Os distúrbios na estabilidade das máquinas síncronas podem ser considerados, como pequenos ou grandes, consoante a capacidade da máquina para manter o sincronismo face a acontecimentos pequenos na rede, ou a acontecimentos graves como saídas de serviços de linhas ou curto circuitos. [5]

2.1.2.2 Estabilidade da tensão

A principal causa para a instabilidade causada na tensão são as variações de carga na rede, isto em condições normais de funcionamento de um SEE. Para condições em que existam acontecimentos graves na rede, como saídas de funcionamento de linhas, é normal que as tensões baixem para níveis abaixo dos limites técnicos estabelecidos, levando a atuações das proteções e em casos extremos, numa saída de funcionamento do SEE, ou criação de ilhas elétricas. A estabilidade da tensão pode ser dividida em duas categorias consoante a gravidade do evento ocorrido no SEE causador da alteração dos níveis de tensão: [5]

- Estabilidade de tensão a distúrbios pequenos, como pequenas mudanças nos perfis de carga da rede.
- Estabilidade de tensão a distúrbios grandes, como o caso de saídas de serviço de linhas e curto-circuitos.

2.1.2.3 Estabilidade da frequência

A estabilidade da frequência corresponde á potencial capacidade que a frequência do sistema apresenta para se manter dentro dos limites técnicos quando existe uma ocorrência no sistema elétrico que cause um significativo desequilíbrio entre a geração e a carga.

Com variações súbitas de cargas no sistema a frequência irá variar, essa variação pode ser maior ou menor devido a vários factores, como a robustez do sistema elétrico ou gradiente de variação de carga.

Normalmente, os eventos que levam aos problemas de estabilidade da frequência, correspondem a uma insuficiência na geração para alimentar a carga do sistema assim como uma má coordenação dos sistemas de proteção da rede, o que pode levar à perda de estabilidade e consequente colapso do sistema durante o processo de reposição de serviço.

A instabilidade da frequência pode ser um fenómeno de curta duração ou longa duração. [5]

2.2 Reposição do serviço

2.2.1 Introdução

A reposição em serviço (RS) é um tema que foi alvo de significativa investigação científica, continuando a ser um importante tema de estudo na atualidade. É uma tarefa bastante complexa, delicada e difícil de implementar, representando um fator extremamente importante num SEE, sendo necessário garantir que a queda do sistema tenha o menor impacto possível a nível social e de segurança para o sistema, restabelecendo o serviço no menor tempo possível e com as condições de segurança necessárias.

Os primeiros artigos científicos realizados acerca deste assunto datam de meados de 1970, e desde que se começou a estudar o assunto, e se percebeu a grande importância do tema, o volume de publicações científicas cresceu significativamente, estudando em detalhe os fenómenos inerentes a este processo e melhores metodologias de implementação. Comprovando a importância deste problema, em 1986 foi criada a *Power System Restoration Task Force* pelo *IEEE PES System Operation Subcommittee* com o objectivo de avaliar as práticas e métodos aplicados na RS e motivar investigação científica no ramo.[3]

Os fenómenos que levam a um colapso parcial ou englobando grandes áreas do SEE são raros, e apesar de o sistema ser bastante fiável, por acontecimentos não previsíveis, existe sempre a possibilidade de estes eventos ocorrerem em qualquer sistema elétrico. O crescimento rápido do número de unidades de geração do sistema, assim como o crescimento do valor da carga e integração de geração proveniente de recursos primários menos previsíveis, leva a que o sistema elétrico seja mais complexo, resultando em problemas de controlo para o operador da rede. Os desafios técnicos para manter a estabilidade do sistema e impedir eventos que possibilitam uma saída intempestiva de serviço do sistema, são cada vez maiores, pelo que um atualizado plano de RS é uma constante necessidade.

O problema de RS pode ser visto como um problema de optimização multivariável e multiobjectivo, daí a complexidade da tarefa em mãos. Consoante o SEE em análise e ordem de prioridades definidas, cria-se um plano de RS, respeitando as limitações técnicas do sistema. Tipicamente a ordem de prioridades passa por minimizar o tempo total, maximizando o valor de carga reposta no processo, no entanto as prioridades podem variar consoante as necessidades, operador de sistema, e SEE em análise.

2.2.2 Considerações gerais

Os eventos potencialmente mais graves do SEE que podem levar a uma queda do sistema são tipicamente originados nos sistemas de transmissão, causados por defeitos transitórios. Estes defeitos podem ser causados por condições atmosféricas, como descargas elétricas, ou por ventos severos, levando à queda de linhas, por exemplo. Na maior parte dos casos estes eventos levam a que parte da rede seja eficazmente isolada, por atuação dos sistemas de proteção, no entanto vários efeitos residem provocando alterações no SEE. Estes efeitos podem levar à criação de ilhas elétricas, sucessiva desconexão de ramos da rede e, no caso mais desfavorável, levar ao colapso do SEE. [6]

A identificação da origem do defeito na rede, é na primeira instância do processo de RP, um processo que pode não ser uma tarefa simples, sendo no entanto essencial para determinação das condições do sistema após defeito e determinar o plano imediato de atuação. Depois da determinação do estado do sistema, o processo de RP pode ser iniciado, levando a cabo o plano de RP definido. Os objectivos gerais do processo de reposição podem variar de sistema para sistema, consoante as limitações técnicas, ou o operador de sistema, no entanto os princípios básicos na reposição de um sistema elétrico serão sempre os mesmos. Pretende-se nos instantes iniciais fazer o arranque das unidades de geração e energização do sistema de transmissão do sistema, alimentando durante este processo as cargas da rede que estão disponíveis.

Os autores de [6] nas análises feitas a vários planos de RP, chegaram à conclusão que, apesar de os planos terem metodologias diferentes, apresentam aspectos que são comuns a todos, nomeadamente preocupações principais a ter durante o processo, sendo aqui brevemente descritos alguns dos aspectos mais importantes.

- Energização, mais rápida possível, dos serviços auxiliares das unidades de geração.
- Tempo gasto em certas manobras e operações do sistema.
- Tempo de arranque das unidades de geração, é importante referir que as unidades térmicas demoram significativamente mais tempo até ficarem operacionais.
- Aumento dos níveis de tensão na rede, consequência do fecho de linhas com pouca carga ligada. As linhas de alta tensão geram uma significativa quantidade de energia reativa sendo esta uma das principais causas de instabilidade no sistema.
- Capacidade de resposta em frequência das unidades capazes de assistir nos serviços de sistema. Habilidade das máquinas síncronas em responder rapidamente à necessidade de potência ativa no sistema.

Durante o processo de RP, é imprescindível fazer uma supervisão atenta dos parâmetros do sistema, sendo os mais importantes, a tensão e frequência. É também necessário ter um bom conhecimento da rede em análise e saber os limites técnicos de todos os equipamentos associados.

Ao longo dos anos, sistemas computacionais foram desenvolvidos com o intuito de proporcionar ajuda ao operador da rede num controlo e delimitação do processo de reposição, sendo uma ferramenta de enorme valor numa tarefa desta complexidade, fornecendo informação iterativa do estado da rede ao longo do processo e prevendo situações de transgressão dos limites operacionais do sistema.

Os sistemas de proteção, parte integrante do SEE, podem atuar no processo de RS quando os parâmetros transgridem os limites predefinidos, levando a complicações no processo ou mesmo uma nova queda do sistema. Quando isto acontece é necessário aplicar um plano otimizado de RS de maneira a restabelecer o serviço, cumprindo os limites técnicos implementados, ou então proceder a uma temporária desativação de determinados componentes de proteção do sistema.[6]

Em todos os processos de reposição implementados nos sistemas elétricos, para além das preocupações descritas anteriormente, é preciso assegurar três condições fundamentais, sem as quais não é possível fazer uma RS com sucesso. É imprescindível que seja assegurada em cada etapa do processo de reposição as seguintes condições: [3, 6]

- Balanço de geração de potência reativa e consumo.
- Balanço de geração de potência ativa e consumo.
- Eficiente coordenação dos sistemas de proteção.

2.2.2.1 Balanço de potência reativa

É necessário assegurar que a energia reativa produzida nos vários componentes do sistema seja de igual modo consumida, confirmando a existência de componentes operacionais na rede com essa capacidade, em cada etapa do processo de reposição.

A ligação de uma linha de transmissão leva a que haja um acréscimo na energia reativa no sistema, uma vez que, como já foi dito, as linhas de transmissão em vazio, devido às suas características, produzem uma quantidade significativa de energia reativa capacitiva que tem de ser equilibrada de alguma forma na rede. O procedimento comum, é ligar uma carga reativa no final dessa linha, o que na prática representa ligar uma subestação e alimentar parte dos consumidores, ou aplicação de componentes de controlo e compensação, como o STATCOM, nos sistemas com estes recursos. Os geradores operacionais na rede, apresentam uma capacidade de absorção de energia reativa consoante a sua potência nominal e potência ativa gerada no momento, pelo que consoante o caso, e estado do processo de RS, podem ser suficientes para energização de algumas linhas do sistema sem que ocorra dificuldade no controlo da energia reativa.

Outra preocupação com a ligação de grandes linhas de transmissão prende-se com as possíveis sobretensões criadas na rede, devido aos trânsitos de energia reativa. Neste caso para manter as tensões do sistema dentro dos limites regulamentares, é importante que um correto balanço da energia reativa seja feito, sendo que a capacidade dos geradores em responder a estas variações rápidas, através das malhas de controlo dos reguladores de tensão do gerador, é imprescindível para que haja uma resposta rápida às necessidades de balanceamento de energia reativa na rede.

2.2.2.2 Balanço da potência ativa

O desenvolvimento de um plano de RS de um sistema, descrevendo as etapas do processo e considerações a tomar, requer um conhecimento alargado acerca das condições técnicas e do comportamento do sistema, nos diferentes períodos em que as características da rede são diferentes. É necessário que o conjunto de informação disponível relativa aos períodos, pré-defeito, pós-defeito e durante o procedimento de reposição até à reintegração de todos os componentes do sistema seja o mais realista possível. O comportamento do sistema, quando acontecem estes fenômenos graves para um SEE, tem um grau de imprevisibilidade associado que é prejudicial à eficácia do processo de RS, uma vez que não é totalmente conhecido a configuração exata do sistema após defeito e o estado de operacionalidade dos componentes. O perfil de consumo após o incidente e quando se dá início ao processo de reposição, pode mudar de acordo com diversos factores, seja a duração da queda do sistema, condições atmosféricas, características dinâmicas de cargas específicas, tempo de reposição, hora do dia, entre outros factores que podem levar a uma imprevisibilidade do estado atual do sistema. [6]

Estes fatores levam a dificuldades acrescidas no equilíbrio entre carga e geração, em cada etapa do processo de reposição, sendo necessário manter este balanço para que a frequência do sistema seja preservada dentro dos valores regulamentares, de modo a que, não ocorra novos incidentes e se assegure a segurança de todos os equipamentos da rede durante o processo de RS.

Um aumento de carga no sistema leva a que a frequência desça rapidamente, sendo este declínio associado à quantidade de potência ativa fornecida à carga (que corresponde a alimentar parte dos consumidores afetados) dependendo também da potência ativa nominal instalada no momento, por parte dos geradores operacionais. Para esta potência ativa disponível constam os geradores que possuem capacidade de controlo de frequência, isto é, dotados de reguladores de velocidade que possibilitam um controlo da turbina, injetando mais combustível por exemplo, e assim manuseando a quantidade de energia mecânica fornecida ao gerador da máquina síncrona, que por sua vez fornece mais potência ativa ao sistema de modo a controlar e corrigir o valor da frequência para o seu valor nominal.

Com pequenos incrementos de carga no sistema, assegura-se que os limites de frequência são respeitados, no entanto devido ao número de incrementos necessários até toda a carga do sistema estar restabelecida, o tempo total de RS irá invariavelmente aumentar.

A frequência é um dos parâmetros fundamentais do SEE, sendo um índice da qualidade de energia fornecida, assim durante todo o procedimento em mãos, é importantíssimo que se respeite os limites técnicos predefinidos. No caso de a frequência descer para um valor abaixo do limite, pode acontecer que, por atuação das proteções ou por violação dos limites técnicos de alguns equipamentos, parte de rede seja desligada levando no pior dos casos a novo colapso do sistema.

2.2.2.3 Características dos sistemas de proteção

Uma vez que os sistemas de proteção implementados na rede são definidos e regulados para funcionamento normal do SEE, um cuidado estudo e caracterização destes sistemas é importante

para que durante o processo de RP, não seja involuntariamente atuadas as proteções durante os fenómenos característicos de um processo desta magnitude. Assim uma configuração adequada dos sistemas de proteção é necessário para um processo de RP seja efetuado com sucesso. Alguns das características e critérios para um esquema de proteções eficiente são: [3]

- Dependência – Confiança na atuação correta da proteção.
- Segurança – Atuação das proteções mesmo em casos extremos.
- Velocidade – Eliminação do defeito nos tempos mínimos predefinidos.
- Seletividade – Garantia que a eliminação do defeito é feita com o mínimo impacto possível apenas com a atuação das proteções necessárias.

Como dito anteriormente pode-se efetuar uma seletiva desativação de alguns sistemas de proteção para permitir, durante o processo de RP, que alguns limites predefinidos sejam alargados, para facilitar e minimizar o tempo total do processo.

2.2.3 Problemas comuns

A RS é uma tarefa importante realizada em condições extremas, daí que surjam inevitavelmente alguns desafios no processo, sendo alguns de carácter simples e outros necessitando de cuidadosas análises do estado do sistema e possíveis soluções.

Os autores M.M. Adibi e R.J. Kafka, internacionalmente reconhecidos devido ao vasto número de publicações sobre o tema de RS nos sistemas elétricos de energia [7], publicaram entre vários estudos realizados uma publicação [8] sobre os principais problemas encontrados na fase de planeamento e execução deste processo. Aqui irá ser feita uma breve descrição dos problemas mais comuns encontrados, ao longo dos anos, em situações de RS entre 68 casos analisados.

Os problemas mais comuns podem ser divididos em vários grupos, sendo aqui enumerados e brevemente descritos. Em [8] é feito uma análise e descrição extensa destes grupos e problemas associados.

- Balanço da energia reativa.

Como já foi referido anteriormente, o balanço de energia reativa é importantíssimo para podermos evoluir com o processo de reposição em cada etapa, sendo que está diretamente ligado às sobretensões que possam existir no sistema. Em casos extremos pode levar a um aumento exponencial da tensão e autoexcitação dos geradores.

- Tensões transitórias.

No processo de restauração pretende-se energizar o mais rápido possível o sistema de transmissão, no entanto isto pode levar a sobretensões transitórias. O compromisso entre tamanho das

linhas energizadas e respeito dos limites de tensão leva a um aumento do tempo global de reposição.

- Problemas de interconexão.

O problema encontra-se em descobrir as etapas do processo em que existem benefícios e se pode ligar as várias seções da rede energizada. Este problema tende a existir quando se opta por uma metodologia de restauro em que existem ilhas elétricas e várias seções da rede energizadas mas não conectadas.

- Balanço da energia ativa gerada e consumida.

Este problema também já foi referido anteriormente e prende-se essencialmente no respeito dos limites da frequência do sistema, sendo que um aumento da carga leva a um declínio brusco da frequência.

- Resposta em frequência das máquinas síncronas.

A estratégia comum é, nos instantes iniciais, tentar ligar as unidades de geração hidráulicas e térmicas, pois apresentam características boas para o controlo da frequência, tendo uma rápida resposta à variação de frequência do sistema. Quando não existem unidades de geração com capacidade de um rápido controlo da frequência, o processo de RS fica bastante limitado.

- Restabelecimento de cargas.

É importante saber a quantidade de energia ativa e reativa que é possível alimentar as cargas do sistema e em que proporção pode ser feita, tendo em atenção que nem todas as cargas são iguais, e que em cada etapa do processo, as necessidades e equilíbrio entre potência ativa e reativa são diferentes.

- Coordenação de potência ativa gerada e consumida.

Os tempos de arranque dos vários tipos de unidades de geração são diferentes, consoante o caso e tipo de unidades à disposição é necessário fazer um plano de RS adequado, levando em consideração os tempos de arranque de cada máquina e em que condições se encontram, uma vez que para certas unidades, como as máquinas térmicas, os tempos de arranque a quente e a frio são bastante diferentes.

- Energia de acionamento remota.

As unidades de geração que são normalmente ligadas em primeiro lugar, num processo de RS, são as que apresentam capacidade para arranque autónomo, isto é, com potencial para energização dos serviços auxiliares da central e autonomamente colocar em serviço todos os equipamentos necessários para fazer a inicialização do processo envolvente da produção de energia elétrica e assim colocar-se numa posição funcionamento normal. As centrais com estas propriedades são comumente definidas como centrais com capacidade para *black-start*, na literatura anglo-saxônica. As

centrais elétricas sem esta capacidade precisam de energia para fazer a inicialização, sendo assim necessário no processo de RS tentar, numa fase inicial, energizar o mais rápido possível as unidades de geração sem capacidade de arranque autónomo.

- Sequência ótima de arranque das unidades de geração.

É importante definir a ordem de arranque das unidades de geração durante o processo RS, uma vez que nem todas as centrais têm capacidade de arranque autónomo e são necessárias para que haja uma progressão segura do processo.

- Localização do defeito.

A localização do defeito é uma tarefa importante para saber quais as condições do sistema e isolar a área afetada. Caso haja dificuldade em encontrar a causa e componentes afetados, a reposição pode tornar-se mais complexa, sendo que existe a possibilidade de quedas recorrentes e com isso danificar equipamentos e estender o tempo de RS.

- Avaliação do estado das comutações.

Para diminuir o tempo de RS, alguns planos implementados em alguns SEE, analisados no estudo [8], na sequência da queda do sistema optam por não abrir os disjuntores existentes, o que leva à necessidade de uma análise mais complexa do estado do sistema. Esta opção faz com que haja menos perdas de tempo em comutações de linhas no entanto requer uma leitura mais atenta do estado do sistema e pode levar a complicações, sendo tipicamente usado nesta abordagem sistemas computacionais para monitorização de comutações de modo a simplificar o processo.

- Ângulos de carga dos geradores.

Uma das implicações existentes numa abordagem de RS por ilhas elétricas, com várias áreas do sistema a serem energizadas em paralelo, é na diferença dos ângulos de carga dos geradores na várias áreas a serem conectadas. Para garantir estabilidade é necessário que os ângulos de carga dos vários geradores sejam iguais antes de proceder à interconexão dos subsistemas.

- Esquemas de isolamento em baixa frequência.

Pode ser implementado um sistema composto por uma determinada unidade de geração e cargas locais de pouca potência, de modo a, no caso de uma eventualidade de queda do sistema, se forme um subsistema a operar a uma frequência que pode ser mais baixa que a nominal. Com isto é possível poupar tempo numa RS, já que a unidade de geração continua em funcionamento e não é preciso fazer o longo processo de arranque. Com este método surgem problemas, já que a quantidade de potência gerada e carga local tem de ser equilibrada, ou o subsistema criado colapsa. Assim é preciso antever a evolução da carga e fazer com que a diferença de potência não seja superior ao limite operacional.

- Criação de ilhas elétricas intencionais.

Em certos sistemas é favorável a criação de ilhas elétricas de modo a otimizar a sequência de RS, com isto é possível, energizar em paralelo várias áreas do SEE sendo depois integradas, quando assim for mais favorável. No caso de colapso do sistema, é possível que partes da rede tenham capacidade para, se se conseguir isolar e estabelecer as condições necessárias, permanecer em funcionamento, sendo que depois podem integrar o processo de reposição, tornando o processo mais rápido. Com este tipo de metodologia o processo pode tornar-se mais complexo na medida em que, no momento de interconexão é necessário que as grandezas dos sistemas estejam em sincronismo, como os ângulos de carga dos geradores.

- Deslastre local de cargas.

Com este processo consegue-se que os equipamentos com carga a mais sejam colocados num ponto de funcionamento estável, conseguindo assim prevenir situações de saída de serviço destes equipamentos e posterior queda do sistema. Esta metodologia tem de assentar no princípio de otimização de salvaguarda dos equipamentos com a minimização de quantidade de carga retirada de serviço. Para que no momento de RS ou durante a queda do sistema, esta metodologia seja benéfica precisa-se encontrar um equilíbrio entre a carga deslastrada e quantidade de potencia ativa poupada nas unidades de geração para que o sistema seja restabelecido, sendo que uma má aplicação do deslastre de cargas pode porventura piorar o estado atual do sistema.

- Relês de mínimo de frequência.

Durante as fases iniciais do RS, pode ser rentável que os limites de frequência e tensão sejam mais alargados, é assim comum nas metodologias de restabelecimento que estes maiores desvios sejam tolerados. O problema prende-se com a escolha na desativação seletiva de alguns sistemas de proteção, equipamentos estes que foram regulados para responder às mais ligeiras variações na frequência do sistema. Assim uma cuidada seletividade na desativação destes relês durante o processo de reposição pode ser favorável, no entanto pode trazer problemas se durante o processo se atingir desvios de frequência maiores que os esperados, podendo danificar equipamentos.

2.2.4 Estratégias de reposição

Apesar de haver diferenças nas metodologias de RS, consoante os casos e objetivos gerais predefinidos para cada SEE, existe uma metodologia que engloba os objetivos gerais numa típica RS. Assim, tirando partido dos últimos trabalhos científicos sobre este assunto, vai ser exposto nesta seção as estratégias adotados nos processos de reposição existentes.

Depois de uma queda do sistema, pode-se optar por abrir todos os disjuntores existentes no sistema, para simplificar a determinação do estado do sistema, e simplificar a RS. Por outro lado pode optar-se por deixar secções da rede com os disjuntores fechados com o objectivo de conservar energia e possivelmente levar menos tempo no processo de RS. [9]

Pode-se afirmar que existe duas técnicas básicas para a RS, sendo a primeira chamada estratégia *build-down* e a outra *build-up* na literatura anglo-saxónica. Em comparação pode-se dizer que

a estratégia *build-down* é mais simples, sendo uma abordagem mais direta do problema, enquanto que a estratégia *build-up*, é mais complexa mas com maior eficácia no processo.[9]

2.2.4.1 *Build-down*

Esta estratégia implica a energização do "esqueleto" da rede elétrica, toda a parte de transmissão em alta tensão, sendo depois aplicada uma metodologia de restabelecimento passo a passo das cargas do sistemas. Isto implica, na fase inicial do processo, que a geração disponível na rede seja capaz de só por si, ligar as linhas de alta tensão e suportar a energia reativa gerada nestas. Este método pode trazer problemas de sobretensões com as constantes ligações de linhas de alta tensão sem que haja consumo de energia ativa e reativa por parte das cargas do sistema, que ainda se encontram fora de serviço. Assim esta estratégia é considerada mais apropriada para sistemas elétricos mais pequenos ou para RS em áreas pequenas do sistema. Em resumo podemos dizer que esta estratégia inclui os seguintes passos a seguir no processo de RS.[9, 3]

- Análise das condições do sistema pós defeito.
- Energização das linhas de alta tensão do sistema evitando sobretensões.
- Fornecer energia necessária às unidades de geração sem capacidade de *black-start* para dar início ao processo de arranque.
- Sincronização das unidades de geração assim que ficam operacionais.
- Restauração das cargas do sistema.

2.2.4.2 *Build-up*

Com esta estratégia evita-se nos instantes iniciais do processo de RS a energização do sistema de transmissão em alta tensão, impedindo potenciais sobretensões. Nesta metodologia utiliza-se o conceito de ilhas elétricas para energizar em paralelo zonas da rede em que existe geração com capacidade de *black-start* e capacidade de absorção de energia reativa. Assim, o processo de reposição torna-se mais complexo mas mais rápido e eficaz, sendo que a maior dificuldade prende-se na operação de interconexão das várias ilhas elétricas. As etapas a seguir num processo de reposição utilizando esta estratégia são:

- Análise das condições do sistema pós defeito.
- Divisão dos sistema em subsistemas tendo em cada pelo menos uma unidade de geração com capacidade de *black-start*.
- Fornecer energia necessária às unidades de geração sem capacidade de *black-start* para dar início ao processo de arranque.
- Sincronização das unidades de geração dentro de cada subsistema.

- Sincronização dos subsistemas.
- Energização das linhas de alta tensão assim que as unidades de geração operacionais tenham a capacidade de absorção necessária.

2.2.4.3 Reposição de serviço no SEE do sul da China

Como consequência de recentes estudos na área de RS, irá ser aqui analisado os procedimentos utilizados no processo de RS no sistema elétrico do sul da China, que foram claramente identificados no artigo científico[10] conduzido por vários membros do *IEEE*.

O sistema elétrico do sul da China faz conexão entre cinco províncias e tem um plano de RS que é dividido em duas etapas distintas, como acontece nos EUA. Existe a operação de *black-start* e da reposição de serviço. Em seguida irá ser feito uma breve descrição de cada etapa principal.

Etapa 1: *Black-start*

- O sistema elétrico é dividido em várias ilhas, sendo que em cada ilha existe pelo menos uma unidade com capacidade de arranque autônomo.
- As unidades a realizar *black-start* são selecionadas consoante a capacidade de autoexcitação e potência nominal dando-se início ao processo de inicialização da unidade de geração.
- Depois das grandes unidades de geração estarem operacionais, a reposição da carga no sistema é inicializada. Sendo também energizada as linhas de transmissão em cada ilha elétrica.

Depois da etapa 1 do processo estar completa, as ilhas elétricas estão energizadas e preparadas para suportar o resto do sistema, passando agora para a etapa 2, correspondente à reposição de todo o sistema elétrico do sul da China.

Etapa 2: Reposição de serviço

- Critérios a ter durante a reposição:
 - Se a linha de transmissão tiver linhas em paralelo, energizar apenas uma delas nesta fase da reposição.
 - A margem de geração deve ser pelo menos de 20% nas unidades de geração.
 - A carga crítica deve ser repostada o mais rápido possível.
 - A reposição das cargas deve ser feita de modo a respeitar o limite mínimo de frequência de 49.5Hz. Cada incremento de carga deve implicar um desvio máximo de 0.5Hz na frequência. A tensão mínima em cada barramento é 0.9 p.u..
 - Depois das unidades de geração térmicas ficarem operacionais, a reposição das cargas deve ser feita de modo a que a frequência e tensão seja mantida.

- Processo:
 - Preparação: O centro de controlo deve coordenar a energização de mais linhas, unidades de geração e cargas, de modo a manter os subsistemas estáveis e robustos.
 - Reconstrução: O objetivo é colocar operacional o sistema de transmissão de tensão ultra-alta (500kV). Estas linhas têm grande prioridade no processo de reposição sendo energizadas o mais cedo possível. Entretanto as unidades de geração devem continuar a aumentar a sua potência de modo a aumentar a robustez do sistema.
 - Objetivo de reposição: Todas as linhas de transmissão têm de estar operacionais, e todas as unidades de geração e cargas do sistema, devem estar repostas a um nível de pelo menos 50%, comparativamente ao cenário pré-defeito.

2.3 Geração Eólica

2.3.1 Introdução

A energia proveniente do vento é utilizada desde à muito tempo atrás nas mais variadíssimas aplicações. Foi à alguns milhares de anos atrás que se desenvolveu os primeiros mecanismos que recorriam a este tipo de energia, dando os primeiros passos no desenvolvimento de uma tecnologia que se tornou uma fonte de energia de grande relevância nos dias de hoje.

Uma das primeiras aplicações tirando partido da energia cinética do vento foi na utilização dos barcos à vela, vastamente utilizados no passado e ainda nos dias correntes, apesar que em menor número. Outros exemplos são os moinhos, e também outras implementações de menor dimensão como é o caso das bombas de água.[11]

Esses sistemas de extração de energia a partir do vento permitiram que o trabalho árduo, que era feito através de outros meios, fosse feito de forma mais eficiente, e assim, cedo se percebeu o potencial que este tipo de energia dispunha. Mais tarde, com o primeiro mecanismo de geração de energia elétrica recorrendo à energia cinética do vento, verificou-se ao longo das décadas seguintes um constante desenvolvimento e evolução tecnológica, o que comprova que este tipo de energia tinha a confiança de vários investigadores e visionários relativamente ao seu grande potencial.

Várias máquinas de geração de energia eólica foram criadas com o intuito de se obter um modelo com características que produzisse uma maior eficiência, resultando em numerosas topologias de diferentes dimensões, de acordo com as necessidades locais para a extração de energia eólica.

Os aerogeradores de eixo horizontal, foram ao longo do tempo sofrendo melhoramentos constantes, sendo o mais utilizado constituído por um rotor com três pás, que é atualmente visto como o símbolo da geração eólica. Esta topologia de aerogeradores sofreu um avanço tecnológico significativo permitindo desenvolver sistemas com grande eficiência, fazendo desta uma fonte de energia elétrica de grande sucesso com grande integração no mercado de energia elétrica.[12]

Hoje em dia, com os incentivos globais para a redução dos gases com efeito de estufa e o investimento nas fontes de energia renovável, a geração eólica tornou-se uma opção clara no mercado de energia o que levou a maior número de desenvolvimentos deste tipo de tecnologia de geração elétrica. Os mecanismos de controlo de potência utilizados nas turbinas tiveram um avanço significativo nos últimos anos, isto possibilitou aos sistemas de geração eólica terem a capacidade de participar no controlo das variáveis do sistema elétrico, de modo a fazerem a manutenção dos seus valores nominais. Este controlo ativo possibilitou uma extração mais eficiente da energia cinética do vento, e um controlo da potência produzida e entregue ao sistema elétrico, daí a possibilidade na participação nos serviços de sistema.

Com a gradual integração de produção dispersa na rede elétrica, as limitações técnicas existentes no sistema para instalação de novos sistemas de geração são em alguns casos significativamente restritivas, isto devido à grande penetração de sistemas produtores localizados em vários pontos da rede elétrica que não estava estruturada para novas instalações. No caso da geração eólica estas restrições podem ser mais significativas se se tiver em conta que os potenciais locais da rede em

que a construção de um sistema eólico seja rentável, devido às favoráveis condições de vento, podem já se encontrar saturadas. Assim, novas formas de expansão e descentralização da geração do sistema têm sido objeto de investigação.

Os sistemas de produção *offshore* são neste caso em particular uma boa solução de expansão, pelo menos para os países localizados na proximidade do mar e com capacidade de construção deste tipo de parques eólicos. Com isto elimina-se a problemática relativa ao planeamento e impacto visual que este tipo de estruturas implicam quando instaladas *onshore*. Contudo existem outras variáveis que não proporcionam a implementação deste tipo de sistemas, como é o caso de Portugal, devido à elevada profundidade da sua costa marítima. Note-se que existem várias tecnologias e topologias associadas às turbinas *offshore*, desenvolvidas tendo em conta a sua aplicação final, dependentemente da respetiva profundidade do mar e das condições climáticas. Tratando-se de uma tecnologia emergente, os consecutivos avanços nesta área são notáveis e possibilitam o desenvolvimento regular de novas soluções.

A geração eólica *offshore* é uma solução que nos dias de hoje tem sido tratada com um peso significativo, existindo atualmente diversos projetos internacionais, envolvendo níveis de potência consideráveis, que deverão ser implementados num futuro próximo. Trata-se sem dúvida de uma fonte de energia emergente.

2.3.2 Evolução

Charles F. Bush construiu o que é considerado o primeiro grande aerogerador, instalado em 1888 na cidade de Cleveland, Ohio, e possuindo uma potência máxima de 12kW. O respetivo rotor apresentava um diâmetro de 17m e era constituído por 144 pás em madeira, assente numa torre metálica rotacional de 18m com capacidade orientação de acordo com a direção do vento.[13, 12]

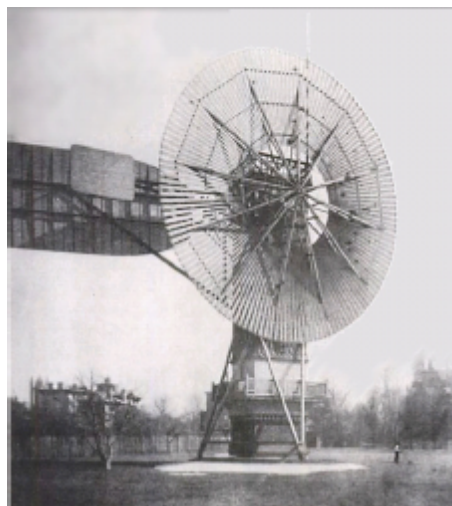


Figura 2.2: Primeiro aerogerador por Charles F. Bush[13]

Nos EUA, os desenvolvimentos posteriores desta tecnologia, foram baseados no design das hélices dos aviões, enquanto na Europa, em meados de 1900, se provava que a utilização de aerogeradores de grande escala era uma solução válida tendo em conta os bons resultados que se obtiveram. O moinho de *Gedser*, implementado na Dinamarca, constituído por um rotor de 3 pás e com uma potência máxima de 200kW é um bom exemplo disso, tendo estado em operação até 1960. Na Alemanha foram feitos avanços ao nível da topologia dos aerogeradores de eixo horizontal, tendo surgido posteriormente em 1970 o tipo de estrutura base que se utiliza atualmente. Hoje em dia existem principalmente duas topologias de aerogeradores, com o eixo rotórico vertical e horizontal, sendo estas últimas as mais comumente utilizadas. Dentro deste tipo, a configuração com rotor de 3 pás são as mais empregadas a nível mundial. [13, 12]

Os grandes avanços tecnológicos feitos no setor da geração eólica, que foram em parte estimulados por incentivos institucionais, levaram à utilização massiva deste tipo de sistemas de produção de energia e permitiram desenvolver, novas e melhores, técnicas de construção que possibilitaram a criação de sistemas eólicos de elevada potência nominal. Em finais da década de 80 a máxima potência implementada num gerador eólico ligado à rede elétrica era de 300kW. Já nesta altura existiam protótipos de maiores potências, no entanto nunca foram testados na sua máxima potência ou integrados na rede elétrica. O primeiro grande sistema de geração eólica foi instalado na Califórnia entre 1981 e 1990 por meio de incentivos dados pelo governo dos EUA, sendo composto por um total de 16000 geradores, com uma potência individual entre os 20 e os 350kW, formando no total 1.7GW.[12] Com o constante aumento de potência das turbinas eólicas e consequente melhoramento das infraestruturas que suportam este tipo de geração, permitiu-se que o preço por kW gerado versus o respetivo custo de produção diminuísse significativamente, levando assim a uma melhor eficiência energética, maximizando a área de extração e minimizando o impacto visual criado por este tipo de sistemas com numerosos geradores. Na imagem seguinte, Figura 2.3, representa-se a evolução das turbinas eólicas em termos de potência e tamanho.

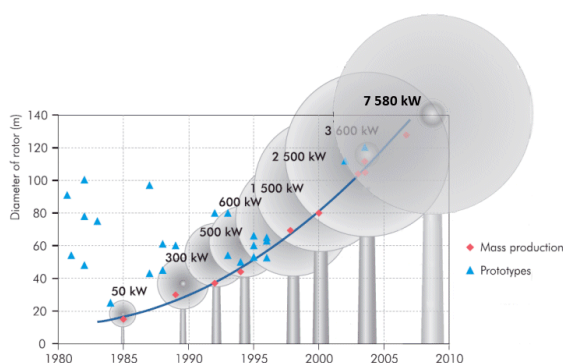


Figura 2.3: Evolução temporal do diâmetro e potência dos aerogeradores[14]

Como mostra a figura 2.3, existem atualmente algumas máquinas que podem atingir os 7.58MW,

por exemplo o aerogerador da *Enercon*, modelo *E-126*, estando atualmente em fase de desenvolvimento novos modelos com uma potência anunciada de 10MW.[15, 16]

Hoje em dia, a geração eólica apresenta um padrão tecnológico de elevada qualidade e bem conhecido do mercado elétrico, sendo considerada uma fonte de energia eficiente com um nível de competitividade sustentável. Até agora houve um crescimento global notável ao nível da instalação deste tipo de sistemas e segundo estudos e previsões recentes, nas próximas décadas existe uma tendência global para aumentar a quota de potência proveniente da geração eólica. Nas figuras 2.4 a) e b), pode-se observar respetivamente a capacidade total instalada até ao momento e a capacidade instalada entre 2011 e 2012, a nível mundial.

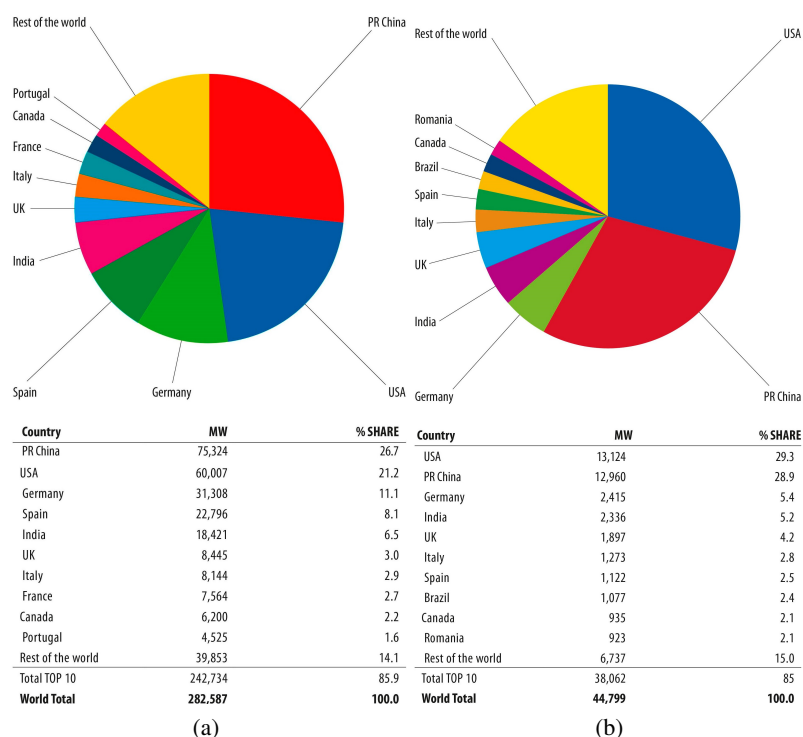


Figura 2.4: a)Capacidade total b)Capacidade instalada 2011/2012[17]

No entanto, por mais que se pretenda aumentar a performance dos sistemas eólicos, existem certas limitações, como por exemplo ao nível da eficiência, já que esta se encontra condicionada pelas perdas na conversão da energia cinética do vento. O coeficiente de potência de aerogerador é uma medida de quão eficientemente este converte a energia cinética do vento em energia elétrica. Albert Betz, físico alemão, foi o responsável pelo cálculo do valor teórico máximo de potência convertida a partir da energia cinética do vento em energia mecânica fornecida ao rotor do gerador. O limite de *Betz* é conhecido como sendo o coeficiente teórico máximo de potência de qualquer turbina, tendo sido estimado em 59.3% da energia cinética do vento.[18, 19]

2.3.3 Tecnologias de controlo

Os avanços tecnológicos nos sistemas de produção eólica levaram, naturalmente, ao melhoramento das funcionalidades do aproveitamento da energia do vento, possibilitando um controlo relativamente ao facto de o vento não ser um recurso totalmente previsível, sendo um recurso natural abundante e rapidamente variável, que tem sempre um grau de incerteza associado. No entanto, existem sempre meios de prever em avanço, com uma alguma percentagem de certeza, as condições de vento, fornecendo a possibilidade de planear os despachos de geração e condições de exploração.

Para mitigar esses fatores de incerteza do recurso primário, durante os últimos 50 anos desenvolveu-se e melhorou-se significativamente um sistema que permite uma atuação no ângulo de passo das pás, usualmente denominado de controlo de *Pitch*, e que tem por objetivo a variação de resistência ao vento e consequentemente variar o aproveitamento da energia cinética deste, respondendo assim às necessidades do sistema elétrico, injetando mais ou menos potência, ou simplesmente para manter o sistema eólico em segurança, em situações em que o vento é demasiado severo, por exemplo. Neste caso existe a necessidade de diminuir o nível de resistência ao vento por parte das pás de modo a reduzir os esforços mecânicos impostos ao aerogerador.

O controlo de *Pitch* permite a variação do ângulo das pás do rotor entre 0° e 90° , sendo esta rotação, um processo mecânico ao nível do eixo longitudinal das referidas pás. Consoante a velocidade do vento, este mecanismo permite um controlo mais eficiente da potência extraída, facilitando assim o processo de inicialização e saída de serviço do aerogerador, reduzindo os esforços mecânicos e efeitos de fadiga.[11, 20]

O controlo do tipo *stall* passivo, um outro controlo utilizado com a finalidade de proteção do sistema, foi desde cedo implementado tendo os mesmos princípios de funcionamento que os sistemas implementados nas asas dos aviões mas com um outro propósito. O design das pás do aerogerador permitem um *stall* aerodinâmico quando a velocidade do vento é superior a um determinado valor correspondente às condições de funcionamento nominais, limitando-se assim a potência extraída a partir do vento. Consiste numa estratégia de controlo passivo pois é aplicada exclusivamente no design das pás dos aerogeradores. É uma solução simples e barata aplicada normalmente em aerogeradores de menor potência.[11, 20]

O controlo ativo de *stall* baseia-se nas duas técnicas de controlo referidas (*pitch* e *stall* passivo), tirando assim partido de ambas. Para velocidades de vento superiores ao valor nominal, o design das pás permite limitar a potência extraída através do *stall* aerodinâmico, tendo também a possibilidade de rotação destas de acordo com uma determinada gama de variação, normalmente entre os 0° e os -6° . Este tipo de controlo associa o método de *stall* passivo, caracterizado pela sua simplicidade e robustez, à regulação suplementar dada pelo controlo de *pitch*, mas não com a mesma extensão já que neste caso existem poucas manobras possíveis e também porque a gama de variação angular é significativamente menor.[11]

Na figura 2.5 ilustra-se as áreas de operação para diferentes condições de vento para as diversas topologias de controlo possíveis, nomeadamente, *pitch*, *stall* ativo e passivo.

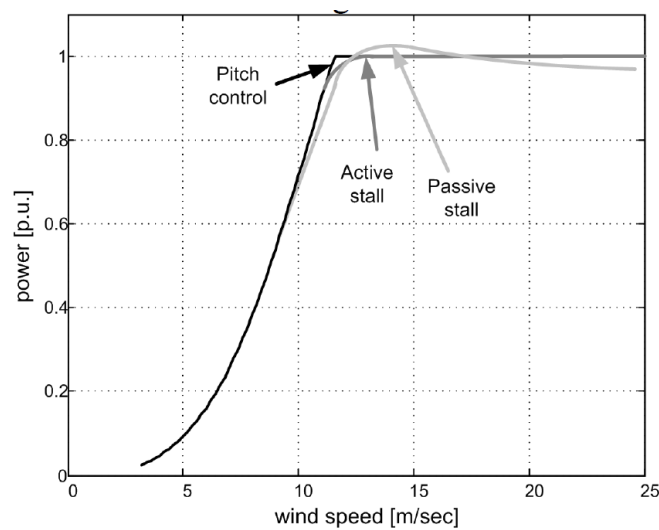


Figura 2.5: Áreas de operação das diferentes tecnologias de controlo[20]

2.3.4 Tecnologias de geração

Os aerogeradores têm a funcionalidade de converter a energia mecânica, fornecida pelo sistema pás/rotor, em energia elétrica. Existem vários fatores que podem influenciar o processo de decisão do tipo de sistema de geração eólica, as numerosas tecnologias existentes no mercado permitem que se realize uma escolha apropriada tendo em vista os benefícios de cada sistema. Os fatores principais que influenciam a escolha recaem sobre a simplicidade de implementação, manutenção requerida, custos de investimento e a respetiva eficiência. Considerando os sistemas de dimensão considerável, em termos de conversão de potência elétrica, estes podem ser divididos em dois grupos, os sistemas de velocidade constante e de velocidade variável.

Nestes dois grupos principais, existem diversas configurações possíveis, variando de acordo com o tipo de gerador utilizado, pelo tipo de conversores de potência e pela forma de como se realiza a ligação à rede elétrica.

Os aerogeradores mais utilizados nesta área são os de indução e os síncronos, caracterizando-se pela sua robustez e boas características genéricas para este tipo de aplicações. Na figura 2.6, mostra-se um diagrama com as várias soluções técnicas existentes no mercado para este tipo de geradores.

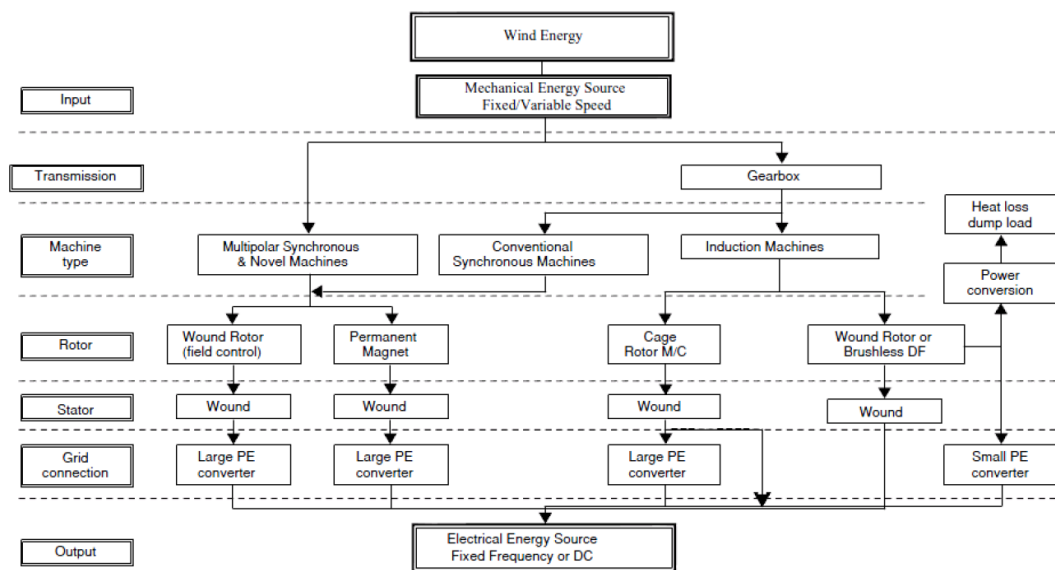


Figura 2.6: Tipos e configuração dos vários aerogeradores utilizados[21]

Na secção seguinte, exhibe-se a explicação detalhada das principais topologias para geração de energia a partir dos aerogeradores.

2.3.4.1 Topologia dos sistemas com velocidade constante

Os geradores de indução que equipam os aerogeradores apresentam o rotor com uma configuração em “gaiola de esquilo” (SCIG – Squirrel Cage Induction Generator). São máquinas robustas e fiáveis, tendo sido numa fase inicial as mais utilizadas devido ao seu baixo custo de construção e operação. Encontra-se diretamente ligada à rede elétrica, restringindo-se assim a variação da velocidade de rotação que é limitada pela frequência do sistema e dependente do número de polos e da variação limite de deslizamento. Praticamente, a variação de velocidade de rotação quando o gerador opera em regime nominal ou em vazio é mínima. Uma vez que a velocidade natural do rotor da turbina é baixa, é necessária a inclusão de uma caixa de velocidades de modo a ser possível aumentar a velocidade rotacional para valores superiores à velocidade de sincronismo.[22]

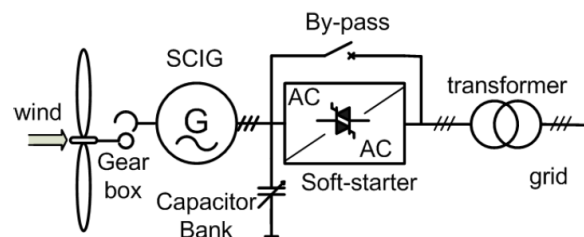


Figura 2.7: Configuração do aerogerador com velocidade constante (SCIG)[23]

Esta configuração apresenta uma baixa eficiência ao nível da conversão de energia a partir da potência mecânica fornecida, uma vez que somente para uma determinada velocidade de vento é que este tipo de gerador funciona à sua potência nominal, tal como se pode observar na figura 2.8.

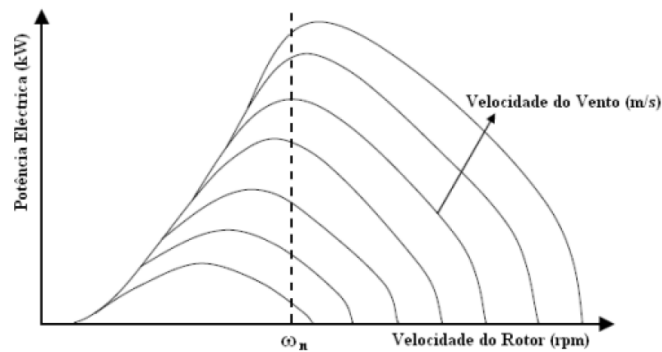


Figura 2.8: Extração de potência em sistemas de velocidade constante[11]

Para aumentar a eficiência, pode-se implementar uma caixa de duas velocidades, permitindo assim um melhor aproveitamento das condições de vento, uma vez que é possível fazer um aproveitamento das características desta configuração de modo ao aerogerador funcionar num regime próximo da sua potência nominal em variadas condições de vento. Nesta configuração, o gerador de indução necessita de estar habilitado para comutar o número de polos, caso contrário é necessário implementar uma solução com dois geradores constituídos por diferentes números de polos. Na figura 2.9, apresenta-se os melhoramentos ao nível da eficiência para o tipo de configuração em análise.

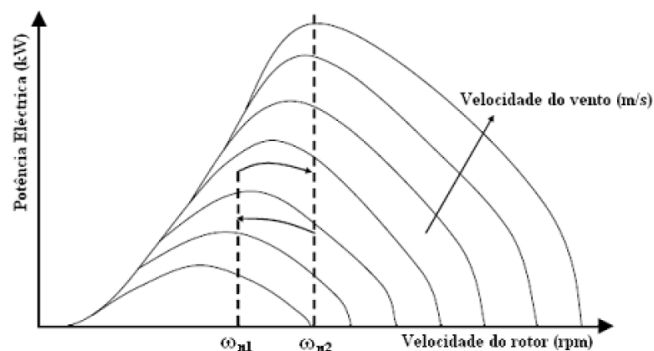


Figura 2.9: Extração de potência em sistemas com caixa de 2 velocidades[11]

Contudo esta solução traz uma série de desvantagens, entre as quais, a construção do sistema tem de ser robusta o suficiente para suportar as variações constantes de velocidade e a necessidade de utilização de dois geradores ou apenas um mas com capacidade de mudança de número de polos. Tudo isto implica um aumento considerável nos custos de investimento. A caixa de velocidades e o mecanismo de *soft-start* permite um arranque mais suave, evitando-se assim possíveis

sobrecorrentes, características dos geradores assíncronos, no entanto existem perdas de potência inevitáveis ao longo do processo. Com este tipo de sistema, quando conectado diretamente à rede elétrica, a variação de potência injetada pode causar também alguma instabilidade. Além disso, quando existem perturbações nesta, o sistema associado ao aerogerador pode sofrer com isso, podendo em casos extremos padecer de danos físicos.

2.3.4.2 Topologia dos sistemas com velocidade variável

Uma empresa dinamarquesa, especialista na produção de aerogeradores, em finais dos anos 90, desenvolveu o conceito de sistema de velocidade variável, utilizando para tal geradores de rotor bobinado (WRIG). Isto foi possível devido à introdução de uma resistência variável no rotor de indução do gerador, sendo esta controlada pelos conversores eletrônicos implementados para o efeito.[11]

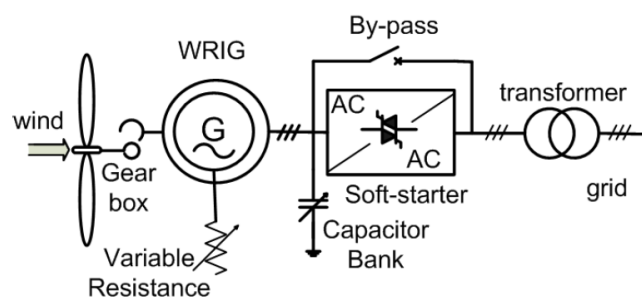


Figura 2.10: Configuração do aerogerador com velocidade variável (WRIG)[23]

Esta configuração possibilita uma maior eficiência na produção de energia uma vez que o aerogerador pode neste caso operar próximo da sua potência nominal para diferentes condições de vento, tal como se pode observar na figura 2.11.

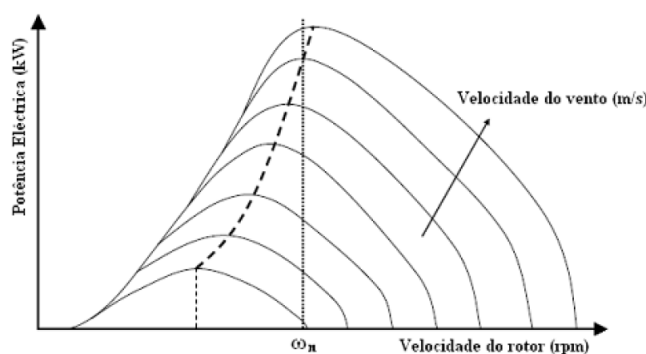


Figura 2.11: Extração de potência em sistemas com velocidade variável[11]

2.3.4.4 Sistemas de velocidade variável com conversor integral

Na categoria dos sistemas de velocidade variável que utilizam conversores integrais, existem diversas configurações que utilizam caixas de velocidade simples, outras com caixas de velocidade multiestágio, ou simplesmente configurações que não utilizam qualquer tipo de caixa, diga-se ligação direta.

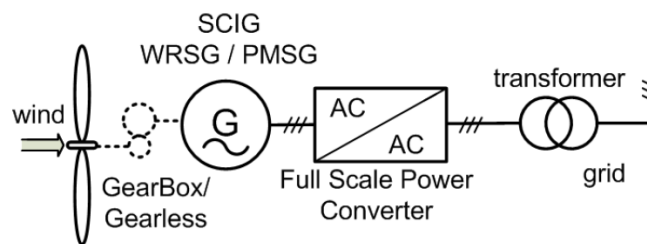


Figura 2.13: Configuração do aerogerador com velocidade variável com conversor integral[23]

Relativamente ao conceito de ligação direta, existem duas configurações possíveis, utilizando geradores síncronos eletricamente excitados ou recorrendo a geradores síncronos de ímanes permanentes.

Com a configuração EESG, o gerador de ligação direta roda a baixa velocidade, encontrando-se limitado pela velocidade das pás do rotor do aerogerador. A inexistência da caixa de velocidades e o facto de não requerer o uso de ímanes permanentes reduz significativamente o custo do sistema. Este tipo de implementação utiliza uma alimentação isolada para excitação do rotor, resultando num melhor controlo do binário da máquina. Por outro lado, o sistema é bastante volumoso devido à necessidade dos enrolamentos de excitação e também de anéis de deslizamento e escovas, utilizados para excitação do rotor. Tudo isto aumenta a necessidade de manutenção e consequente aumento de custos. A inclusão de mais um conversor de potência resulta também em maiores perdas de potência e num sistema de controlo mais complexo. Apesar das desvantagens, esta configuração é bem vista no respetivo mercado.[22, 24]

A solução PMSG tem a vantagem de ser mais eficiente e de não necessitar de uma fonte externa para excitação do campo magnético, além disso a ausência dos componentes mecânicos para a excitação, utilizados nos sistemas EESG, permite uma maior fiabilidade desta. Consiste numa solução mais leve, com uma melhor relação peso/potência. As desvantagens associadas a esta solução prendem-se ao nível do seu elevado custo, resultado da utilização de ímanes permanentes, e também pelas altas temperaturas, que podem elevar o risco de desmagnetização.[22] É uma tecnologia com um grande potencial de otimização, sendo objeto de investigação por algumas companhias dedicadas à produção de aerogeradores.[24]

É uma tecnologia com um grande potencial de otimização, sendo objeto de investigação por algumas companhias dedicadas à produção de aerogeradores.[24]

Na topologia referente à caixa de velocidades de um só estado, é utilizado um PMSG, apresentando como vantagem a sua maior velocidade comparativamente com o conceito de ligação

direta, e um menor número de componentes mecânicos relativamente à configuração da caixa de velocidades multiestágio.[22, 25]

Na topologia referente à caixa de velocidades de um só estado, é utilizado um PMSG, apresentando como vantagem a sua maior velocidade comparativamente com o conceito de ligação direta, e um menor número de componentes mecânicos relativamente à configuração da caixa de velocidades multiestágio.[22, 25]

O sistema SCIG exhibe uma ligação à rede eléctrica mais suave e apresenta uma melhor performance ao nível da compensação de energia reativa. As suas principais desvantagens consistem no seu elevado custo, perdas de potência no conversor e pela sua baixa eficiência global.[22, 25]

2.3.5 Conclusão

Ao longo dos anos, os aerogeradores atravessaram um longo caminho evolutivo, sendo o aspecto mais importante relativo ao desenvolvimento tecnológico ao nível dos conversores de potência, dotando os sistemas eólicos com uma eficiência, segurança e controlo que necessitavam para integrar em grande escala o mercado energético.

A evolução nesta área continua em constante crescimento, no entanto por agora, os resultados mostram que as soluções existentes no mercado apresentam as vantagens necessárias para estes sistemas serem implementados no sistema eléctrico, devido ao respetivo controlo de operação. Das várias configurações de aerogeradores analisadas, as mais relevantes e mais comumente utilizadas na atualidade são equipados com geradores de indução de duplamente alimentados (DFIG) e geradores síncronos de ímanes permanentes (PMSG).

O sistema DFIG apresenta uma tecnologia bem desenvolvida, com um elevado número de aerogeradores em operabilidade em vários países utilizando esta configuração. Contudo a necessidade de excitação e de utilização de caixa de velocidades são consideradas sérias desvantagens.

A configuração PMSG tem-se tornado mais apelativa, visto que o seu custo de produção tem vindo a diminuir, sendo esse o fator que, até ao momento, a tem tornado numa solução pouco atrativa. O facto de não necessitar de caixa de velocidades e de um sistema de excitação, faz desta uma tecnologia mais eficiente, robusta e simples.

2.4 Geração eólica *offshore*

2.4.1 Introdução

Com a grande aposta nas energias renováveis, devidos a incentivos e metas propostas por organizações internacionais para atingir cotas de produção renovável, varias soluções são procuradas de maneira a preencher os requisitos e atingir os objetivos propostos. A saturação dos sistemas eléctricos, devido à implementação da produção dispersa e microprodução, em diferentes locais da rede eléctrica traz alguns inconvenientes como já foi referido. Aquando do projeto inicial do sistema, não esta previsto a implementação de sistemas de produção descentralizados, isto leva a uma limitação dos potenciais locais favoráveis à construção de aproveitamentos energéticos a partir de recursos locais. A tecnologia eólica tem crescido significativamente, e já se afirmou no mercado eléctrico, porém as localizações mais favoráveis à construção de novas centrais eólicas, isto é, em que as condições do vento são favoráveis levando a um investimento rentável, já foram saturados com este tipo de aproveitamentos, restando localizações onde as condições atmosféricas não trazem a eficiência desejada.

Os sistemas eólicos *offshore*, representam uma alternativa viável à produção de energia eólica *onshore*. Este tipo de solução consiste na implementação de aerogeradores em meios marítimos com o objetivo de aproveitar o recurso eólico nestes locais, permitindo a produção energética em localizações mais extensas, tirando partido das vantagens que surgem no uso destes sistemas, e evitando potenciais problemas que possam surgir no planeamento e integração de sistemas de produção na rede eléctrica.

Desde cedo que os sistemas eólicos *offshore* começaram a dar os primeiros passos, participando no crescimento e optimização desta tecnologia. A primeira instalação a tirar partido deste tipo de produção foi construída na Dinamarca, operacional em 1991, a central contava com onze aerogeradores de 450kW.[26] Na atualidade, o maior parque eólico *offshore* encontra-se em fase de construção e faz parte de um ambicioso projeto do Reino Unido, o chamado *London Array*, conta de uma capacidade de 1GW de potência, estando a ser construído a 20km da costa e irá ocupar uma área de 230km². A primeira fase de construção deste projeto já se encontra concluído, estando operacional desde 8 de Abril de 2013, os 175 aerogeradores instalados fornecem uma potência equivalente a 630MW. [27]

Nos últimos anos houve um claro investimento nesta tecnologia, sendo perfeitamente visível o crescimento na capacidade *offshore* instalada internacionalmente, sendo o Reino Unido e a Dinamarca os países com maior investimento nesta área, com uma significativa potência instalada como podemos ver na figura 2.14.

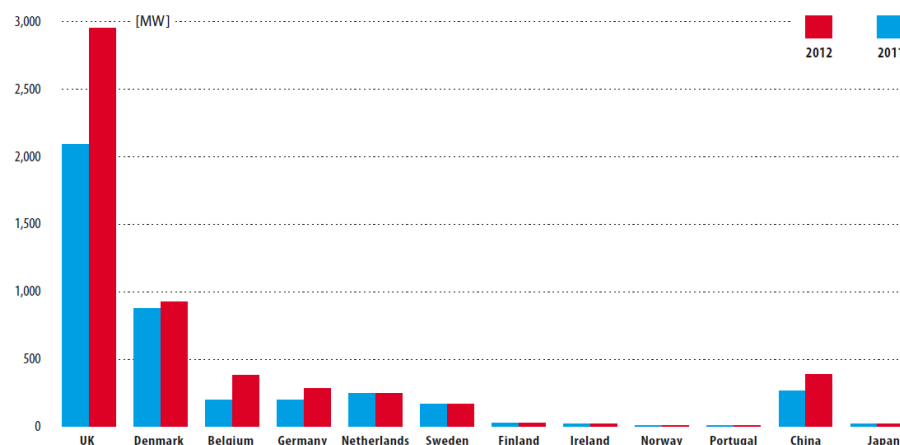


Figura 2.14: Potência instalada em sistemas *offshore* em 2011 e 2012[17]

Existem vários projetos na fase de construção e ambiciosos planos para instalações de grande potência no futuro utilizando esta topologia de produção energética. As previsões apontam para um crescimento acentuado, e uma maior aposta neste tipo de aproveitamentos eléctricos, sendo que na UE estima-se que os investimentos em produção eólica serão feitos recorrendo essencialmente a sistemas *offshore*.

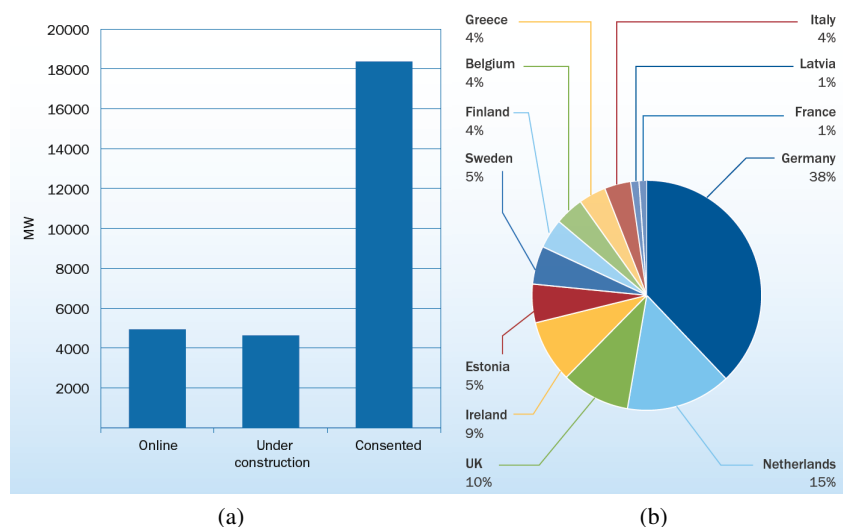


Figura 2.15: a) Potência *offshore* na UE: em operação; em construção; aprovada b) Divisão da potência aprovada pelos respectivos países [28]

No final do ano de 2012, 14 centrais eólicas *offshore* estavam em fase de construção ou parcialmente ligadas, sendo que num futuro próximo a potência *offshore* instalada passará para 9,455MW instalados. Atualmente na Europa foi identificado, pela *European Wind Energy Association* (EWEA), a aprovação para projetos de sistemas eólicos *offshore* que totalizam uma capacidade total de 18.4GW, como podemos comprovar na figura 2.15. [28]

Os sistemas de energia eólica *offshore* têm um rendimento superior, considerando os sistemas eólicos *onshore*, devido às condições atmosféricas do vento ao nível do mar. Aí os ventos apresentam uma maior velocidade e são mais constantes, permitindo um melhor aproveitamento do recurso. Em média a produção energética nos sistemas *offshore* é 10-20% maior relativamente à solução *onshore*.

As melhores localizações para instalações de sistemas eólicos *offshore*, com melhores condições de vento, são encontradas em locais com grande corrente marítima, entre ilhas, baías ou grandes portos. Aí as profundidades do mar não são muito elevadas, e as correntes e condições de vento são mais favoráveis. [29]

A viabilidade económica das instalações *offshore* dependem no entanto das potenciais melhores condições de vento, levando a uma maior quantidade de energia produzida, comparativamente às centrais eólicas *onshore*. A diferença de energia produzida em sistemas implementados *offshore* tem de ser compensativa, uma vez que os custos destas instalações são superiores em pelo menos 40%. [29, 12]

2.4.2 Sistemas de transmissão

Os sistemas de transmissão de alta tensão em corrente alternada (HVAC) são os mais utilizados como forma de transporte de energia convencional em todo o mundo, no entanto esta tecnologia tem algumas limitações, daí o uso, em certos projectos, da tecnologia de transmissão em alta tensão de corrente contínua (HVDC). Nesta secção vai ser feito uma descrição e comparação dos dois sistemas de transmissão dando mais ênfase aos sistemas em HVDC, analisando as possíveis configurações desta tecnologia.

As tecnologias disponíveis para transmissão de energia em alta tensão mais utilizadas no mercado são:

- Alta tensão em corrente alternada (HVAC).
- Alta tensão em corrente contínua usando conversores com comutação natural de linha (HVDC-LCC).
- Alta tensão em corrente contínua usando conversores de fontes de tensão (HVDC-VSC).

Sistemas de transmissão HVAC

Esta tecnologia é amplamente usada como método de transmissão de energia, resumindo boas condições e vantagens quando as distâncias entre o ponto de produção e consumo é relativamente pequena e quando a potência não é significativamente grande. Nos primeiros parques eólicos *offshore*, implementados perto da costa e com potências instaladas pequenas, esta configuração de transmissão de energia era a preferencial.

Com o crescente investimento em parques *offshore*, com capacidades instaladas significativas e localizados a distâncias superiores da costa, a tecnologia HVAC deixa de ser viável. Os cabos utilizados neste sistema de transmissão produzem grandes quantidades de energia reativa

que precisa de ser consumida, correndo o risco de instabilidades na rede e sobretensões. Com o aumento da distância dos parques à costa, este aspecto torna-se limitativo, sendo necessário implementar sistemas de controlo e consumo de energia reativa, elevando o custo total do sistema. Para grandes potências, as perdas de transmissão neste sistema são significativas, sendo necessário a implementação de vários cabos em paralelo.

No entanto, comparativamente aos sistemas de transmissão HVDC, é uma tecnologia mais barata, tem menores perdas quando a distância de transmissão é pequena e não necessita de sistemas auxiliares de potência.

Em seguida é apresentado na figura 2.16, a configuração utilizada normalmente com a tecnologia HVAC.

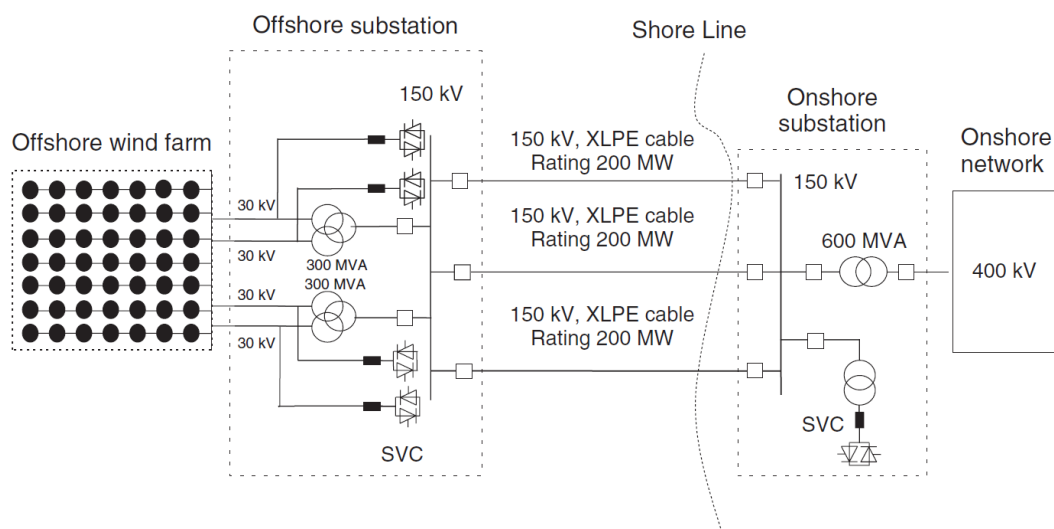


Figura 2.16: Configuração de um sistema com HVAC[19]

Nesta configuração, utilizando a topologia HVAC, os componentes principais do sistema são o cabo submarino de transmissão do tipo XLPE HVAC, os transformadores e as unidades de compensação de energia reativa implementados *offshore* e *onshore*. [5, 30]

Sistemas de transmissão HVDC-LCC

A primeira implementação de um sistema de transmissão fazendo uso desta tecnologia remonta ao ano de 1954, em que um cabo submarino de 96km foi instalado de modo a ligar a ilha da Gotlândia à Suécia continental, o cabo tinha uma capacidade de transmitir 20 MW de potência a uma tensão de 100kv.[31] O sistema HVDC-LCC é actualmente uma tecnologia relativamente madura, existindo atualmente várias ligações fazendo uso destes sistemas, sendo que os projectos mais ambiciosos e com maior relevância são, a ligação *Three Throats* na China com uma potência de 18200MW, *Itaipu* no Brasil com uma potência de 6000MW e a ligação *Cahora-Bassa* em Moçambique, transmitindo uma potência de 2000MW.[5, 30]

A tecnologia HVDC-LCC utiliza tiristores para fazer a comutação, com uma frequência na ordem dos 50-60Hz, dos conversores.[31]

A configuração típica de um sistema utilizando a tecnologia HVDC-LCC é apresentada na figura 2.17.

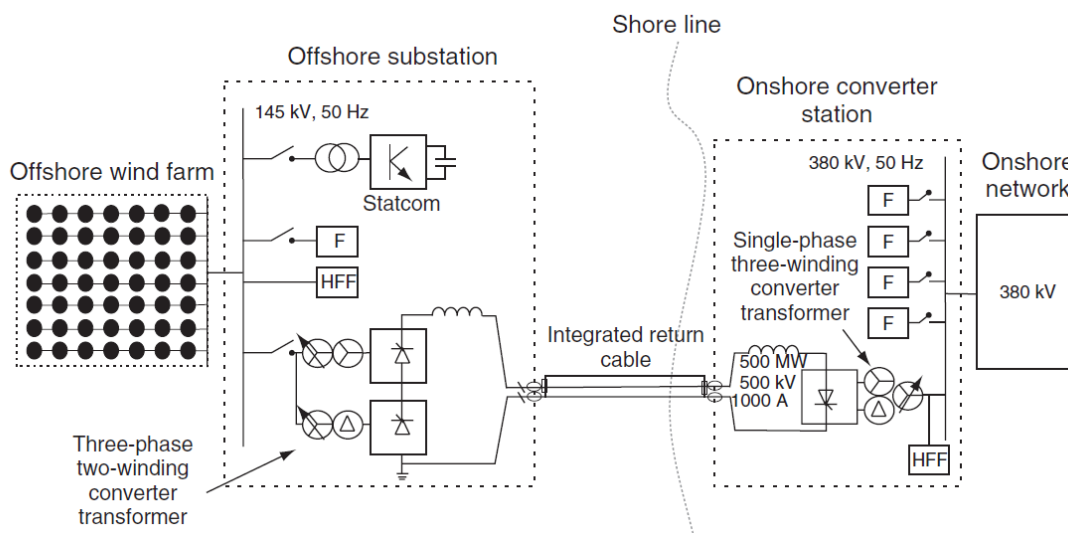


Figura 2.17: Configuração de um sistema com HVDC-LCC[19]

Os componentes relevantes constituintes de um sistema deste género são os filtros AC e DC, transformadores, os tiristores, bobinas de alisamento, banco de condensadores ou STATCOM, cabo de corrente contínua com cabo de retorno integrado, proteções e controlo.

As vantagens que este sistema de transmissão apresenta são:[5, 30]

- Admite uma conexão assíncrona, permitindo que as frequências no final das linhas sejam diferentes.
- A distância das linhas de transmissão não é limitada pelas perdas.
- Os cabos permitem uma maior transmissão de potência.
- É possível controlar a magnitude e sentido do transito de potência.
- Os conversores bloqueiam as correntes de curto-circuito.
- Os conversores eletrónicos de potência permitem controlar melhor a potência ativa e reativa, possibilitando uma melhor participação dos parques eólicos nos serviços de sistema.
- O tempo de vida útil dos cabos DC é maior.

As desvantagens do sistema HVDC-LCC são:[5, 30]

- Não permite *black-start*, sendo necessário que os sistemas de produção tenham essa capacidade.
- Uso de filtros de maneira a eliminar a grande quantidade de harmónicos criados.
- Não permite um controlo independente da potência ativa e reativa.

Sistemas de transmissão HVDC-VSC

Esta tecnologia de transmissão de energia é relativamente recente no mercado e apresentou desde logo grande potencial. Os sistemas HVDC-VSC utilizam transístor bipolares de porta isolada (IGBTs), que vem substituir os tiristores utilizados no HVDC-LCC, como mecanismos de comutação. O uso destes componentes permitiu explorar novos controlos, utilizando uma modelização por largura de pulso (PWM), possibilitando um melhor controlo dos níveis de tensão, trânsito de potência ativa e reativa, e consequente capacidade para fornecer à rede *onshore* serviços auxiliares, permitindo o fornecimento de serviços de sistemas por parte dos parques eólicos.[31]

A primeira implementação desta solução tecnológica surgiu na Suécia em 1997, com a finalidade de testar a viabilidade da tecnologia. O sistema instalado tinha uma potência de 3MW e 10kV de tensão.[5] Mais recentemente outros projetos usaram esta tecnologia, como é o caso do *Direct Link* na Austrália com uma potência de 180MW e tensão de 80kV, o *Murray Link* também na Austrália tendo uma potência de 220MW estabelecido a 150kV, sendo que o sistema com maior capacidade foi instalado no USA, chamado de *Cross Sound*, tem uma potência de 330MW e tensão de 150kV.[30] As grandes vantagens que esta topologia de transmissão de potência apresenta, adicionalmente aos já apresentados num sistema HVDC-LCC, são: [30]

- Controlo independente da potência ativa e reativa.
- Não necessita de gerador AC para a comutação nem de sistemas de compensação de energia reativa ao contrário do HVDC-LCC.
- Não necessita de tantos filtros.
- O conversor é mais pequeno fisicamente.
- O risco de falha nas comutações é mínimo.
- É mais simples de implementar esquemas multi-terminal devido ao facto de a polaridade do lado DC ser sempre igual, quer em modo retificador ou inversor.
- É desacoplado da rede AC.
- Fácil controlo dos níveis de tensões.
- Pode operar só com transmissão de potência reativa.
- Pode ser utilizada para *black-start*.

As desvantagens que advém do uso destes sistemas são:

- Custo elevado da tecnologia, devido ao uso dos IGBTs.
- As perdas são maiores, devido à frequência de operação do PWM.
- A potência suportada é inferior ao HVDC-LCC.

Na figura 2.18, podemos ver a configuração de um sistema implementado com a tecnologia HVDC-VSC.

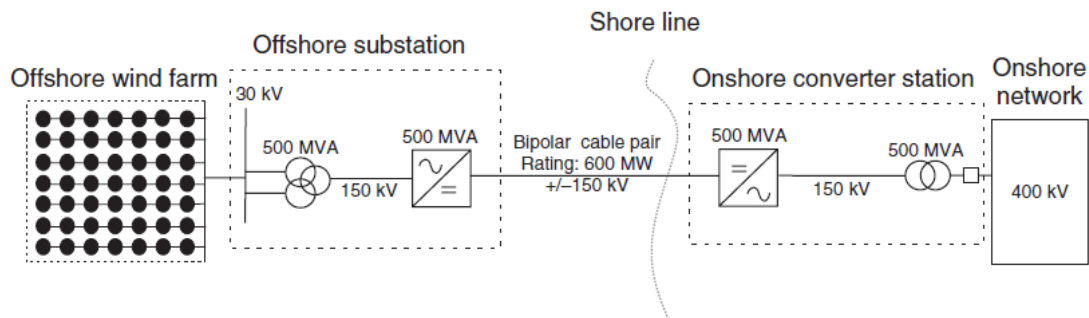


Figura 2.18: Configuração de um sistema com HVDC-VSC[19]

Os principais componentes de um sistema implementado com tecnologia HVDC-VSC são, o transformados, as reactâncias do conversor, condensador DC, filtros AC e DC, IGBTs e o cabo DC.[5]

Capítulo 3

Modelização do sistema e definição dos casos de estudo

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada uma breve descrição da ferramenta de simulação utilizada, da modelização efetuada aos vários componentes do sistema e uma definição dos diferentes casos de estudo.

Para o estudo em mãos houve a necessidade de recorrer a uma ferramenta que permita uma modelização, o mais próxima possível da realidade, dos vários componentes integrantes do SEE. Como a tarefa de RS é um processo que envolve um conjunto de operações na rede que modifica significativamente, em cada etapa, a configuração do sistema assim como o seu comportamento, é importante que seja possível realizar uma monitorização atenta das variáveis do SEE. A ferramenta utilizada para esta análise tem de ter capacidade para realizar simulações dinâmicas e a manobrabilidade necessária para implementar os vários passos integrantes de um processo de RS, assim como uma plataforma para visualização dos resultados e todos os parâmetros e variáveis do sistema ao longo da janela temporal da reposição. O software utilizado para este efeito é *EUROS-TAG*, apresentando as especificações fundamentais e um vasto leque de opções para abordar este problema com a abrangência e grau de complexidade necessários.

Nesta ferramenta de simulação foram implementados e testados os sistemas elétricos definidos nos casos de estudo e modelizados todos componentes neles integrados. É de grande importância que os componentes tenham um comportamento o mais próximo da realidade de maneira a que os resultados tenham o impacto desejado e significado físico, deste modo implementou-se em todas as unidades de geração convencional, os modelos de controlo de tensão e velocidade que são parte fundamental de qualquer unidade deste tipo, assim como o modelo de limitação de sub-excitação. Assim, permiti-se que estas unidades façam um controlo dos valores da tensão e frequência do sistema, como acontece na realidade, sendo que, no problema que analisado de RS, estas características são de extrema importância.

Os sistemas de geração eólica foram modelizados e implementados na rede elétrica como injetores dinâmicos, sendo estes componentes uma opção do programa que permite a modelização de sistemas que não se encontram definidos na base de dados. Os aerogeradores utilizados foram equipados com máquinas síncronas de ímanes permanentes com conversores integrais e no caso *offshore* admitiu-se o uso do sistema de transmissão em HVDC-VSC.

Os casos de estudo contemplados neste trabalho foram três, sendo que as diferenças entre eles, correspondem ao tipo de unidades de produção disponíveis na rede para integrar o processo de RS.

3.2 Plataforma de simulação

O *EUROSTAG* é um software de simulação em regime permanente e dinâmico de sistemas elétricos com uma poderosa capacidade computacional e com potencial para um grande número de aplicações.

Este programa foi desenvolvido com a intenção de otimizar a eficácia dos investimentos no SEE e para minimizar os custos operacionais, permitindo aos operadores do sistema ter à sua disposição uma ferramenta capaz de produzir rapidamente e com segurança modelos de controlo adequados e realizar as simulações necessárias para diferentes regimes do sistema.[32]

O software foi desenvolvido pela *TRACTEBEL* e a *Electricite de France*, tendo as ultimas versões sido desenvolvidas pela primeira empresa mencionada e a *RTE*, a operadora do sistema de transmissão de energia francês.[32]

Com a quantidade de potenciais problemas que podem alterar o funcionamento e parâmetros da rede, ainda que temporariamente, é importante uma monitorização e estudo destes fenómenos para antever possíveis situações que ponham em causa a segurança do sistema. Com esta ferramenta de simulação é possível o estudo do comportamento do sistema quando acontece distúrbios na rede, ou outros acontecimentos programados, que possam modificar o seu funcionamento normal, antevendo potenciais situações de risco e mantendo uma análise completa de todas as variáveis do sistema e de todos os componentes nele integrados, sem que haja prejuízo na precisão dos resultados, durante todo o processo de simulação.

O software permite uma modelização, eficaz e realista, de complexos sistemas elétricos de grande dimensão, para estudos em longos períodos de tempo. As possíveis áreas de estudo em que esta ferramenta de análise pode ser utilizada são vastas, um bom exemplo disso mesmo é o estudo que esta dissertação contempla, ou os vários exemplos típicos de estudo utilizando este software, que são de seguida enumerados:[32]

- Obtenção do tempo crítico de atuação de proteções.
- Capacidade em manter o sincronismo após distúrbios no sistema.
- Estratégias para deslastre de cargas.

- Segurança preventiva, permite análises de contingência quando o SEE está em condições anormais de operação.
- Comportamento do sistema em condições de operação extremas, resultado de distúrbios graves.
- Estabilidade dinâmica das máquinas, reguladores, sistemas de transmissão nos vários regimes de operação e em caso de distúrbios.
- Otimização dos sistemas de controlo do SEE.
- Otimização dos sistemas de proteção.
- Oportunidade para estudar diferentes tecnologias.
- Comportamento de sistemas industriais.
- Estratégias de reposição de serviço.

Como já foi referido, uma condição para realizar estudos de comportamento dinâmicos de um SEE com fidedignidade consiste numa correta modelização de todo o sistemas elétrico e sistemas de controlo integrantes. Neste software de simulação existe uma biblioteca com modelos de controlo disponíveis para vários equipamentos, sendo construídos tendo em conta as normas e modelos recomendados pela *IEEE*, por exemplo. Existe também a possibilidade de se construir os modelos de controlo pretendidos, estando à disposição do utilizador todas as ferramentas necessárias para tal, podendo assim ser testado todo o tipo de controlos e tecnologias inovadores.

As possibilidades de modelização de vários sistemas e componentes são vastas, uma vez que esta plataforma de simulação apresenta a secção *Model Editor*, permitindo ao utilizador, através de uma filosofia de macroblocos, construir os modelos desejados. Estes macroblocos são integrados no sistema de modo a que as variáveis de saída desse macrobloco sejam as variáveis de entrada do componente que se quer modelizar. Os possíveis componentes a modelizar são as máquinas síncronas, os conversores, as máquinas de indução e os injetores dinâmicos.

A modelização é executada através da junção de blocos elementares que permitem “descrever” o comportamento desejado de determinado componente, a partir das funções de transferência destes.[3] À disposição do utilizador, encontra-se um grande número de blocos elementares, cada um apresentando uma simples função, (somadores, integradores, limitadores, transformadas, apontadores para valores de parâmetros atuais do sistema, etc.) permitindo um vasto número de opções para a modelização.

No *Model Editor*, existe o esquema principal onde se modeliza o comportamento pretendido do componente a implementar, e o esquema de inicialização, essencial para descrever o comportamento deste componente no instante inicial da simulação, para que o arranque do processo de simulação numérica seja feito, desde logo, a partir de uma situação de equilíbrio.[3] Neste esquema de inicialização através da mesma filosofia de blocos elementares são descritos os valores iniciais das variáveis de estado, resultado do cálculo das condições iniciais deste componente.

Este programa utiliza um algoritmo de integração numérica para a resolução das equações de estado do sistema. O passo de integração é variado consoante o peso computacional de modo a respeitar a precisão de cálculo que o operador definiu inicialmente, consoante os eventos do sistema, provocando efeitos de carácter rápido ou mais lento, levando a que o passo de integração seja maior ou menor, respectivamente. Isto permite que seja possível, ao longo de um período de tempo simulado em que existem diferentes eventos no sistema com impactos diferentes, que a precisão dos resultados seja sempre a mesma, garantindo a fiabilidade dos resultados apresentados.

Os eventos definidos no programa podem ser variados, provocando todos eles, uma alteração das variáveis e estado do sistema. Estes eventos podem representar distúrbios na rede causados por incidentes não previstos, manobras na rede fruto da necessidade de alteração da configuração, ou alterações de parâmetros do sistema ou ações de controlo do operador sobre componentes e variáveis de sistema. Estas alterações podem ser programadas antes da execução da simulação ou definidas no decorrer do processo, impostas pelo utilizador. Existe a possibilidade de serem definidos vários tipos de eventos no sistema, envolvendo processos com diferente complexidade e modo de atuação, sendo os acontecimentos mais vulgarmente implementados, as alterações dos valores das cargas da rede, abertura e fecho de linhas, alteração dos valores das variáveis dos modelos de controlo implementados, entrada ou saída de serviço das unidades de geração, transformadores, mecanismo de compensação de energia, entre muitas outras opções.

Este software é composto por vários módulos, sendo que cada um deles tem a sua função essencial para uma correta modelização do SEE em estudo. Esta divisão por módulos permite uma simplificação da utilização do programa e da tarefa de simulação, fazendo uma divisão do processo em tarefas mais simples, minimizando a probabilidade de ocorrência de erros na definição do caso de estudo. Dentro de cada módulo existem vários submódulos que permitem diferentes abordagens do problema e possibilitando maiores opções na simulação e apresentação dos resultados. De seguida serão descritos os principais módulos constituintes deste programa.

- Preparação da informação.

Dentro deste módulo são organizados todos os dados necessários à análise do sistema. Existe a seção de edição da rede elétrica de estudo (*Network Editor*), sendo esta representada graficamente, com todos os componentes integrantes. O *Model Editor*, como já foi referido anteriormente, permite o desenvolvimento de modelos de controlo para os vários componentes que se pretende modelizar. O módulo de conversão de dados (*Data Conversion*), permite a exportação de dados em outros formatos, para os formatos utilizados neste software. Finalmente, o *File Editor*, permite associar os vários modelos, redes, e componentes de modo a prosseguir para a simulação.[32]

- Computação.

É uma interface gráfica que permite a simulação em regime permanente (*Load flow*) ou dinâmico (*Dynamic Simulation*) do sistema elétrico. O estudo dinâmico requer o cálculo de equações diferenciais algébricas utilizando uma técnica de integração que usa um método

de predição-correção baseado no formalismo de *Nordsieck*. A fase de correção requer a computação de um grande número de sistemas de equações não lineares usando o método de *Newton-Raphson*. É possível ainda determinar automaticamente os tempos críticos de atuação dos sistemas de proteções.[32]

- Análise de resultados.

A unidade de pos-processamento (*Post-Processor*) permite uma observação dos resultados obtidos na simulação, tendo uma interface gráfica que permite ver a evolução ao longo do tempo dos vários parâmetros do SEE e de todas as variáveis dos componentes do sistema. O grau de análise possível é vasto, permitindo um estudo eficaz de todos os aspectos relevantes ao estudo pretendido. Existe ainda a possibilidade de obter tabelas e curvas de resultados de acordo com regras e filtros definidos pelo utilizador, utilizando para isso a funcionalidade *Tabular Out-puts*. [32]

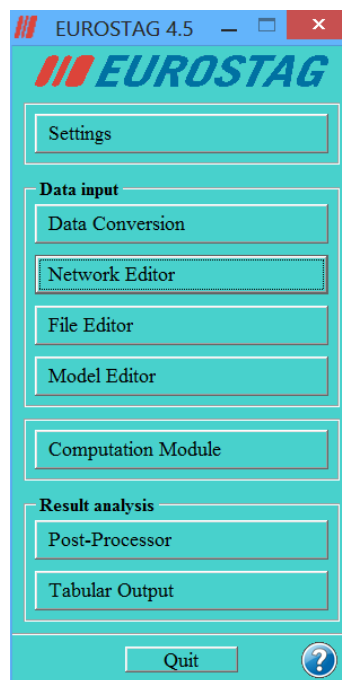


Figura 3.1: Menu principal do *EUROSTAG*

3.3 Modelização do sistema

Para modelizar o sistema elétrico alvo deste estudo foi necessário utilizar as ferramentas à disposição para aproximar o comportamento do sistema o mais próximo possível à realidade. Deste modo, tornou-se indispensável uma correta configuração estrutural da rede e de todos os componentes, assim como uma completa modelização dos controlos para unidades de geração do sistema, sendo estes responsáveis pela manutenção dos perfis de qualidade de energia na rede.

Nesta secção será feita a descrição da modelização dos componentes da rede e os modelos de controlo utilizados.

3.3.1 Rede

No *Network Editor*, foi possível criar a rede elétrica para o caso em estudo, as opções de configuração são muitas, podendo-se implementar com o grau de extensão e complexidade um sistema elétrico com a topologia pretendida e variados componentes integrantes.

Quando se pretende definir a rede é preciso ter em conta certos aspectos que definem as suas características, como por exemplo, o barramento de referência e compensação ao qual está associado a máquina de referência, os vários níveis de tensão da rede, e zonas onde integrar os componentes do sistema, fazendo ou não uma distinção entre zonas de produção e consumo, assim como sistemas de transmissão em diferentes níveis de tensão. Dos vários componentes disponíveis no programa para a construção da rede utilizou-se neste estudo os seguintes:

- Barramentos
- Máquinas síncronas
- Injectores dinâmicos
- Cargas
- Linhas
- Transformadores

3.3.2 Linhas

As linhas do sistema elétrico podem ser representadas pelos seus equivalentes em Π como se pode ver na figura 3.2, em que R é a resistência e X a reactância do condutor elétrico entre os pontos de conexão da linha. A susceptância total do cabo é representada por ωC sendo no modelo equivalente em Π feita uma divisão em susceptâncias *shunt*: [33]

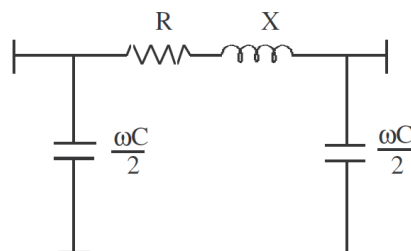


Figura 3.2: Modelo equivalente em Π

3.3.3 Máquinas síncronas

A modelização das máquinas síncronas é feita de acordo com a teoria clássica de *Park*, existindo para o efeito um modelo completo e um modelo simples. No modelo completo é contemplada a representação da máquina por um rotor com 4 enrolamentos equivalentes, com induções mútuas entre os enrolamentos. O modelo simples da máquina síncrona é modelizado apenas a partir do enrolamento do rotor segundo a componente direta.[3, 32]

É possível especificar a máquina síncrona pelos seus parâmetros internos (indutâncias de fuga, indutâncias mutas, e resistências) ou externos (reactâncias e constantes de tempo), neste estudo considerou-se os parâmetros externos como meio de definição das características do gerador.[32, 33] As equações mecânicas mais importantes pelas quais as máquinas síncronas se encontram regidas são referentes ao movimento mecânico do rotor, definidas por equações de massas rotacionais, fazendo a ligação entre as diferenças da potência mecânica e elétrica e a variação da velocidade de rotação.[32]

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} * (C_m - C_e) - \frac{D}{2H} * (\omega - \omega_{ref}) \quad (3.1)$$

Onde C_m e C_e são a potência mecânica e elétrica da máquina, respectivamente, ω é a velocidade angular e H é constante de inércia da máquina. Na equação em cima descrita, a parte final desta representa o amortecimento na variação da velocidade da máquina.[32, 3]

$$\frac{D}{2H} * (\omega - \omega_{ref}) \quad (3.2)$$

A equação que descreve a posição angular do rotor é definida como:

$$\frac{d\theta}{dt} = (\omega - \omega_{ref}) * \omega_0 \quad (3.3)$$

Para a definição das características das máquinas síncronas, os parâmetros externos necessários são:[32]

- x_i : reactância de fugas do estator (p.u.).
- r_a : Resistência do circuito estatórico (p.u.).
- x_d : Reactância segundo a componente direta do eixo (p.u.).
- x'_d : Reactância transitória segundo a componente direta do eixo (p.u.).
- x''_d : Reactância sub-transitória segundo a componente direta do eixo (p.u.).
- $T'd_0$: Constante de tempo transitória em circuito aberto segundo a componente direta do eixo (s).

- T''_{d0} : Constante de tempo sub-transitória em circuito aberto segundo a componente direta do eixo (s).
- T_x : Constante de tempo de amortecimento (s).
- x_q : Reactância segundo a componente em quadratura do eixo (p.u.).
- x'_q : Reactância transitória segundo a componente em quadratura do eixo (p.u.).
- x''_d : Reactância sub-transitória segundo a componente em quadratura do eixo (p.u.).
- T'_{q0} : Constante de tempo transitória em circuito aberto segundo a componente em quadratura do eixo (s).
- T''_{q0} : Constante de tempo sub-transitória em circuito aberto segundo a componente em quadratura do eixo (s).
- H : Constante de inércia da máquina (MJ/MVA).
- D : Coeficiente de amortecimento da máquina.

3.3.4 Injetores dinâmicos

Os injetores dinâmicos permitem uma modelização de um alargado número de componentes e processos de sistemas, sendo os exemplos mais comuns, a modelização de SVCs, FACTS, sistemas de transmissão HVDC, e outros tipo de máquinas que não se encontram modelizados da biblioteca de modelos da ferramenta de simulação. Isto permite realizar estudos de novas tecnologias e analisar o comportamento dos mesmos de modo a testar a viabilidade destes, podendo ser extrapolados os resultados para a realidade.

Estes componentes podem ser vistos como injetores dinâmicos de corrente elétrica na rede. Estas injeções de correntes são ditadas consoante a modelização feita recorrendo à filosofia de macroblocos, criando para o efeito um modelo, que traduz o comportamento pretendido destes componentes na rede consoante o estado do sistema.

No caso deste estudo, aplicou-se estes componentes na rede de forma a modelizar o comportamento dos sistemas eólicos. Para isso implementou-se os injectores dinâmicos do tipo PLOAD-QLOAD, injetando no sistema elétrico uma corrente, no barramento em que este componente foi ligado, que é definida como:[32]

$$I = IR + II \quad (3.4)$$

Sendo que IR e II representam a componente real e imaginária, respectivamente, da corrente injetada, que são definidos como:

$$IR = \frac{PLOAD * Ur + QLOAD * Ui}{|| U^2 ||} \quad (3.5)$$

$$II = \frac{-QLOAD * Ur + PLOAD * Ui}{|| U^2 ||} \quad (3.6)$$

Em que Ur e Ui correspondem à componente real e imaginária da tensão no barramento a que o injector se encontra ligado.

As variáveis $PLOAD$ e $QLOAD$ são calculadas dentro do macrobloco, criado para o efeito, que traduz o comportamento desejado para o sistema que se implementou. O modelo de injector dinâmico utilizado corresponde ao comportamento de uma carga, sendo que se efetuou uma modelização correspondendo a uma carga negativa, tendo assim o funcionamento pretendido.

3.3.5 Cargas

Uma vez que na realidade o perfil das cargas varia ao longo do tempo, dependendo da hora e perfil de consumo dos utilizadores, este software permite uma modelização das cargas do sistema, que aproxima da melhor forma disponível, o comportamento dinâmico destes componentes na rede. Isto é feito definindo pelo utilizador o comportamento de cada carga no sistema.

No trânsito de potências inicial é determinado o modelo permanente do comportamento da carga, sendo que é calculada a carga ativa e reativa assim como a quantidade de energia fornecida pelos geradores. Este trânsito de potência permite a inicialização da simulação dinâmica dos modelos de controlo associados aos componentes do sistema.[32]

Cada carga definida no programa tem associado um conjunto de subcargas com comportamentos diferentes, caracterizados pelo seu comportamento dinâmico. Por estas subcargas será repartida a energia ainda não equilibrada depois da inicialização das unidades de geração, resultando em padrões de comportamento dinâmico das cargas que foram definidos pelo utilizador.[3, 32]

Neste trabalho não foi utilizado este tipo de modelização, admitiu-se que a reposição do sistema foi realizada para uma situação em que o comportamento da carga é conhecido, sabendo o período de tempo e a quantidade de carga a alimentar, definiu-se assim as subcargas do sistema com igual comportamento, sem que existisse uma modelização destes componentes que levasse a uma diferenciação na distribuição de energia.

3.3.6 Transformadores

Utilizaram-se os transformadores que fazem parte da biblioteca de componentes do *Network Editor*, mais especificamente o transformador de 2 enrolamentos com uma razão fixa de transformação. Dentro dos vários modelos disponíveis existem transformadores com razão de transformação variável, sendo limitada essa variação, e transformadores em que as posições das tomadas podem ser definidas resultando em várias razões de transformação, podendo ser comutadas ao

longo do processo, conforme ação diretas de controlo ou resposta à tensão da rede. Para o modelo que se utilizou as características que definem o seu comportamento são:

- R_b : resistência (p.u.).
- R_{xb} : reactância (p.u.).
- G_s : Condutância shunt (p.u.).
- B_s : Susceptância shunt (p.u.).
- S : Potência nominal do transformador (MVA).
- Razão de transformação (p.u.).

3.3.7 Aerogeradores

Os sistemas eólicos, tanto onshore como offshore, são equipados por aerogeradores com geradores síncronos de ímanes permanentes com velocidade variável e conversor integral. A característica de funcionamento destes aerogeradores pode ser vista na figura 3.3, sendo possível verificar a alargada banda de operação de potência reativa que está sempre disponível para qualquer gama de potência ativa. Este tipo de aerogerador apresenta uma capacidade de injeção e absorção de potência reativa equivalente a 30% da potência nominal instalada.

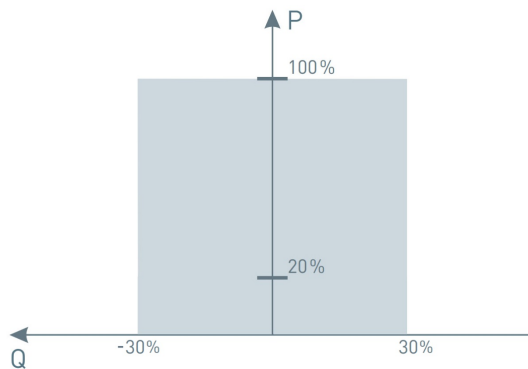


Figura 3.3: Diagrama PQ do aerogerador

Admitiu-se que os aerogeradores utilizados são dotados de controlo de *droop* e controlo *pitch*.

O controlo de *droop* permite que para uma certa variação de frequência no sistema exista uma injeção proporcional de potência ativa de modo a assistir no controlo da mesma. Na figura 3.4, é possível verificar a variação da potência ativa injetada em função da variação de frequência, sendo que R representa a relação entre a variação de frequência e variação de potência ativa.

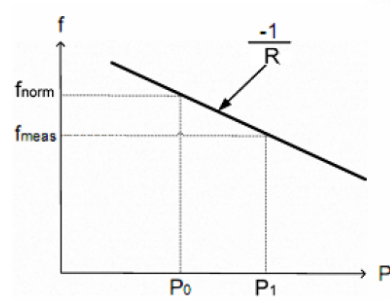


Figura 3.4: Variação da potencia ativa vs. variação de frequência [11]

Para que seja possível injetar mais potência ativa no sistema, a partir destas unidades de geração, é preciso que os aerogeradores não estejam a extrair a potência máxima possível nas condições de vento atuais, isto é, existe uma necessidade de criar uma reserva de potência ativa que pode ser rapidamente injetada no sistema, extraída através de atuação do controlo de pitch, possibilitando uma extração da potência nominal com as condições de vento no momento, de modo a responder aos desvios de frequência do sistema. Este processo que permite a criação de uma reserva de potencia ativa nos sistemas eólicos é, na literatura anglo-saxónica, comumente chamada de *deloading*. Neste estudo considerou-se um *deload* de 10% da potência total passível de ser gerada. Na figura 3.5, é possível verificar a característica da potência ativa nas condições nominais e quando se aplica um *deload* de 10%, para as várias condições de vento.

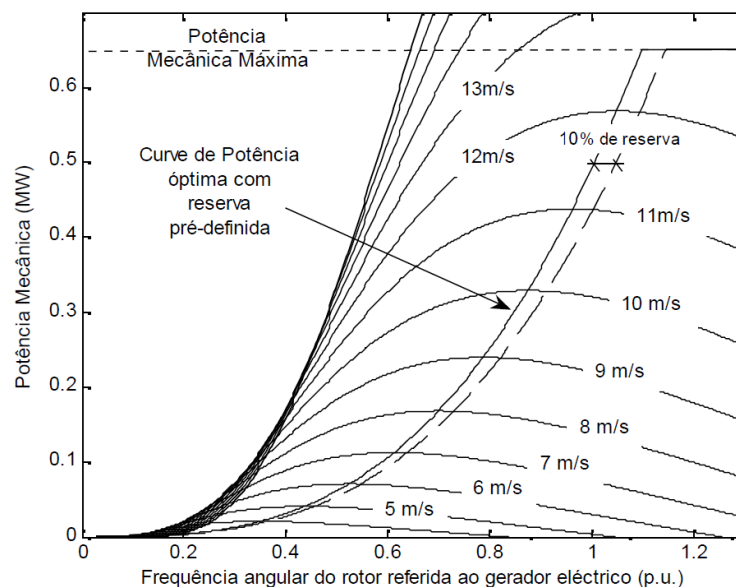


Figura 3.5: Característica da potencia ativa com e sem deload (adaptado de[11])

3.4 Modelos de controlo

Neste subcapítulo são expostos os modelos de controlo que se consideraram para o estudo, nomeadamente, os modelos de reguladores de tensão e velocidade das máquinas síncronas e o modelo que traduz o comportamento dos sistemas eólicos onshore e offshore. O desenvolvimento destes modelos de controlo é fundamental para dotar as unidades de geração do sistema com capacidade de controlo e manutenção dos perfis do SEE, neste caso em que se pretende estudar a RS, a importância de um controlo correto é significativamente agravado uma vez que estes sistemas são importantíssimos na regulação de frequência e tensão durante este processo, que é realizado em condições extremas do SEE.

Os modelos que se utilizaram foram retirados da biblioteca de modelos, no *Model Editor*, sendo que alguns foram adaptados ou desenvolvidos consoante a bibliografia mencionada, ou no caso do modelo dos sistemas eólicos mais sistema de transmissão, criado de raiz para corresponder ao pretendido. De seguida é apresentado em detalhe todos os modelos e tipo de componentes associados.

3.4.1 Regulação de tensão das máquinas síncronas

A regulação automática de tensão (AVR - automatic voltage regulator), permite uma regulação da tensão aos terminais do gerador, aplicando para isso uma quantidade de corrente no campo de excitação do gerador, proveniente, neste caso, do excitador em corrente contínua.[1, 34]

A variação de excitação provoca uma alteração na potência reativa gerada ou absorvida pelo gerador, o que consecutivamente leva a uma alteração do perfil de tensão aos seus terminais, resultando assim num controlo ativo e eficaz da tensão na rede.[3]

O sistema de excitação deve ser capaz de, para além de fazer um controlo eficaz da tensão, ter a capacidade de responder rapidamente aos distúrbios da rede de modo a melhorar a estabilidade do sistema em resposta a fenómenos transitórios rápidos e lentos.

Os sistemas mais atuais de regulação, implementados nas unidades de geração mais recentes permitem uma resposta muito rápida a variações na rede, sendo uma mais-valia para qualquer SEE. Nesta análise dotaram-se todas as máquinas síncronas de reguladores de tensão com o modelo do tipo DC1A, estando entre os modelos recomendados pelo IEEE para sistemas de excitação.[35] O diagrama representativo do modelo pode ser analisado na figura 3.6.

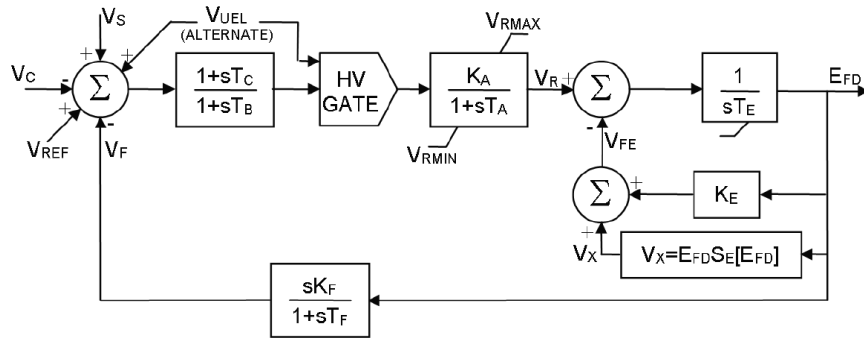


Figura 3.6: Diagrama de blocos do modelo DC1A[35]

As variáveis e parâmetros constantes do modelo DC1A são:[35, 36]

- KA: Ganho do regulador de tensão.
- TA;TB;TC: Constante de tempo do regulador.
- KE: Constante da excitatriz.
- TE: Constante de tempo da excitatriz.
- KF: Ganho do controle de estabilização da excitatriz.
- TF: Constante de tempo controle de estabilização da excitatriz.
- EFD: Valor de saída da excitatriz.
- SE[EFD]: Função de saturação da excitatriz.
- VRMAX;VRMIN: Valor máximo e mínimo do regulador de tensão.
- Vref: Tensão de referência do regulador de tensão.
- Vs: Tensão do PSS (Power System Stabilizer).
- Vc: Tensão terminal dos componentes de compensação de carga.
- Vuel: Tensão de saída do limitador de sub-excitação.

A biblioteca de modelos deste software tem este tipo de regulador já modelizado sendo que o macrobloco do esquema principal pode ser visto na figura 3.7 e o respectivo esquema de inicialização na fig 3.8:

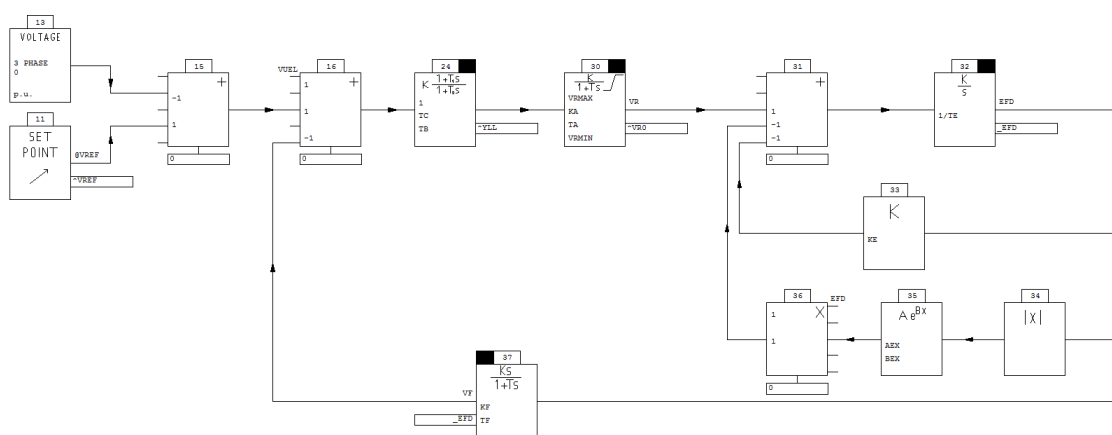


Figura 3.7: Esquema principal do modelo DC1A

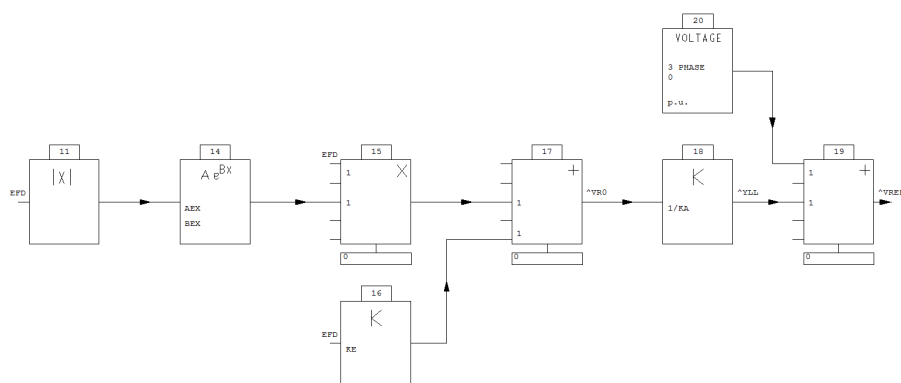


Figura 3.8: Esquema de inicialização do modelo DC1A

3.4.2 Regulação de velocidade das máquinas síncronas

A frequência do sistema, para uma boa operação do SEE, deve ter um valor constante, assegurando assim pouca variação de velocidade nas máquinas do sistema, maior segurança e menor risco de problemas nas unidades de geração, uma vez que grandes variações de frequência levam à existência de grandes correntes magnetizantes nos circuitos de excitação das máquinas e transformadores do sistema.[1]

Como referido anteriormente, a frequência do sistema depende, essencialmente, do equilíbrio entre geração e consumo de potência ativa. Portanto, é necessário que as unidades de geração, ou pelo menos algumas delas, tenham capacidade para responder rapidamente às variações de carga no sistema, fornecendo assim um controlo e manutenção do perfil da frequência da rede. Os reguladores de velocidade permitem dotar as unidades de geração desta capacidade, adaptando a necessidade de potência ativa na rede com um aumento de produção.

As máquinas síncronas convencionais presentes num sistema elétrico são normalmente compostas por turbinas de vapor ou hidráulicas. Cada tipo de turbina é equipada com um sistema de

regulação de velocidade que adequa o funcionamento desta nos diferentes regimes de operação do sistema.[34] Em termos práticos, estes reguladores atuam nas válvulas de admissão de “combustível”, podendo este ser de vários tipos, de modo a haver uma correspondente variação na potência mecânica transmitida ao gerador que por sua vez leva a uma injeção de potência ativa na rede em ordem a compensar o desequilíbrio criado com variações de carga.

Neste estudo, as máquinas síncronas térmicas da rede, com turbinas de vapor, foram dotadas com um modelo de regulador de velocidade, aqui designado como Gover, sendo um modelo adaptado do trabalho realizado em[3]. Na figura 3.9 encontra-se o diagrama de blocos deste modelo de regulador de velocidade.

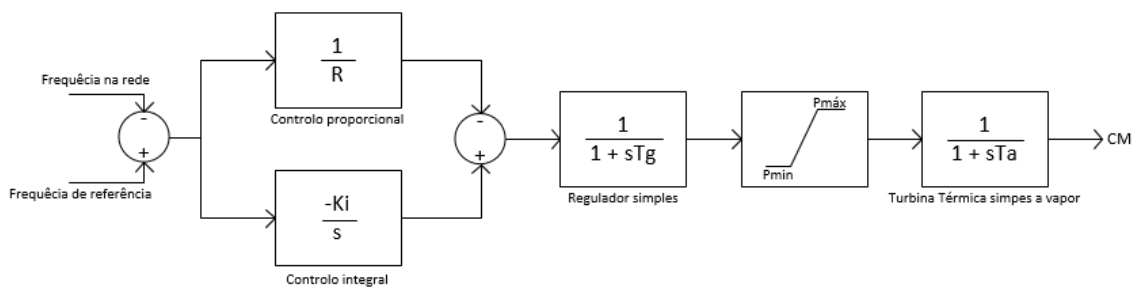


Figura 3.9: Diagrama de blocos do modelo Gover

Os parâmetros do modelo do regulador de velocidade que se utilizou são de seguida descritos.

- Ki: Constante de ganho integral (p.u).
- R: Estatismo (p.u.).
- Tg: Constante de tempo do regulador (s).
- Ta: Constante de tempo da turbina (s).

Com base neste modelo, foi criado um macrobloco que traduz, para a linguagem computacional do programa, o controlo pretendido, como podemos ver na figura 3.10.

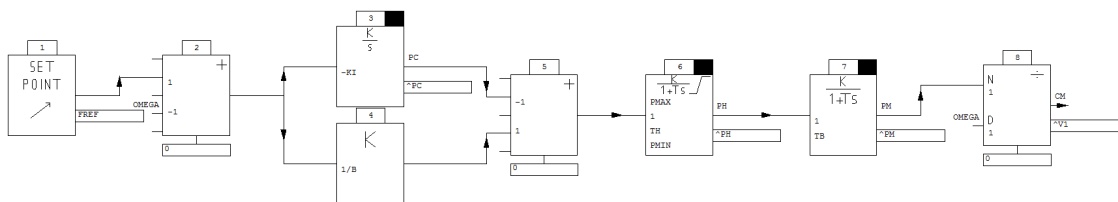


Figura 3.10: Esquema principal do modelo Gover

Na figura 3.11 é possível ver-se o esquema de inicialização que traduz o cálculo das condições iniciais associado ao modelo da figura 3.10.

da máquina síncrona. As principais funções deste controlo são:[1, 35]

- Prevenir um regime de operação que possa por em causa a estabilidade da máquina síncrona ou perda de sincronismo com a rede.
- Prevenir uma situação em que possa haver um sobreaquecimento no estator da máquina síncrona, quando se encontra num estado de operação sobre condições de sub-excitação perto dos limites técnicos.
- Prevenir que os reles de perda de excitação atuem quando a máquina se encontra num regime de sub-excitação.

O sinal de controlo do limitador de sub-excitação é derivado de uma combinação de, ou corrente e tensão, ou potência ativa e reativa da máquina síncrona. Os limites podem ser definidos consoando o tipo de modelo implementado, e o sinal de saída do modelo é normalmente conectado ao regulador de tensão da máquina.[1]

As características limitativas deste tipo de controlo são normalmente apresentadas num gráfico com coordenadas em potência ativa e potência reativa. A forma como é limitado a sub-excitação da máquina síncrona, está diretamente ligado às variáveis de entrada do modelo. Assim, para permitir o uso deste controlo em vastas utilizações, foram implementados dois modelos distintos:

- Modelo com características limitativa circular.
- Modelo com característica limitativa por linha recta ou multi-segmento.

Se for utilizado como sinais de entrada a corrente e tensão, a característica limitativa deste controlo é circular. No caso de as entradas serem a potência ativa e reativa, a característica limitativa é representada por uma linha reta ou multi-segmento.

Neste caso implementou-se um modelo de controlo, denominado de UEL2, com as entradas sendo a potência ativa e reativa, com característica limitativa por multi-segmento. Este modelo é parte integrante da biblioteca de modelos do software, e portanto, este foi exportado para o macrobloco do regulador de tensão, de modo a que, a variável de saída do UEL2 (Vuel), seja parâmetro integrante de entrada no modelo DC1A, como podemos ver na figura 3.6.

Na figura 3.13 podemos ver o diagrama de blocos do modelo do tipo UEL2 multi-segmento.

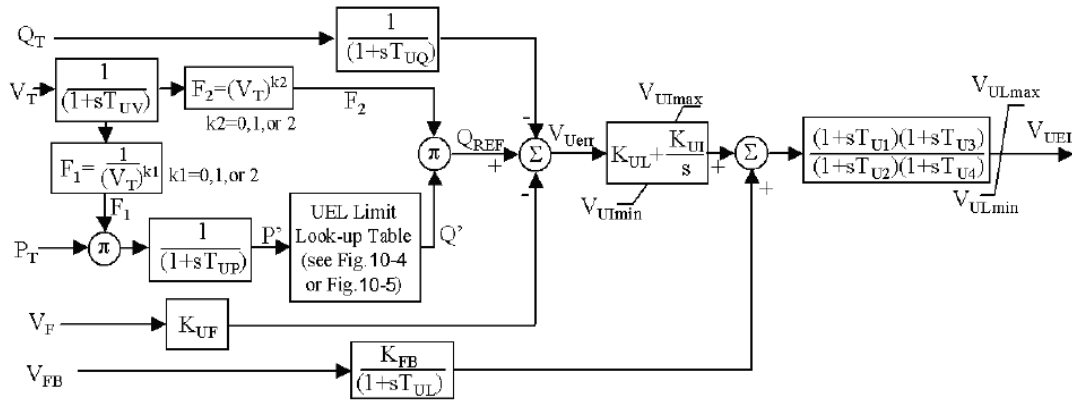


Figura 3.13: Diagrama de blocos do modelo UEL2[35]

A característica limitativa deste modelo pode ser vista na figura 3.14 sendo que os pontos que definem esta característica, podem ser definidos pelo utilizador consoante as necessidades.

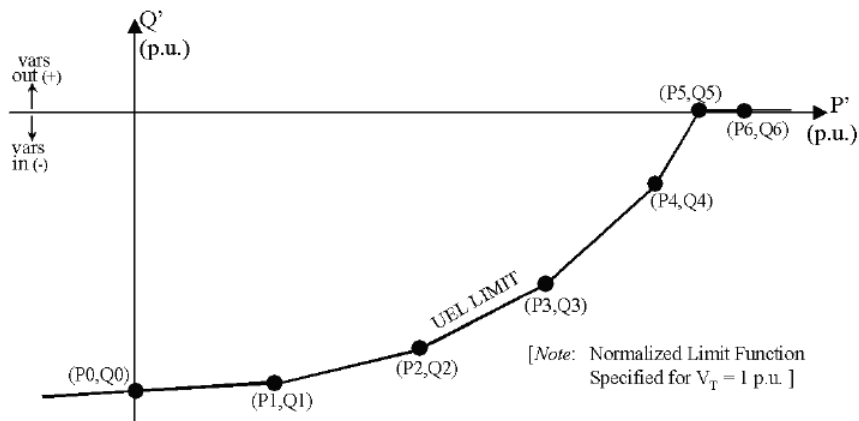


Figura 3.14: Característica limitativa do modelo UEL2[35]

A recta multi-segmento definida pelos pontos da tabela seguinte, apresenta a característica limitativa do modelo usado em todas as unidades de geração convencionais, que estão presentes nos casos de estudo abordados.

Tabela 3.1: Definição dos pontos da recta multi-segmento

Pontos	Potência ativa (p.u.)	Potência reativa (p.u.)
1	0	-0.31
2	0.3	-0.31
3	0.6	-0.3
4	0.9	-0.21
5	1	-0.02

A figura 3.15, mostra o macrobloco que traduz o comportamento do modelo do limitador de sub-excitação, utilizado em todas as máquinas síncronas. No anexo A, podemos ver o macrobloco resultante da junção do DC1A com o UEL3 e respectivo esquema de inicialização.

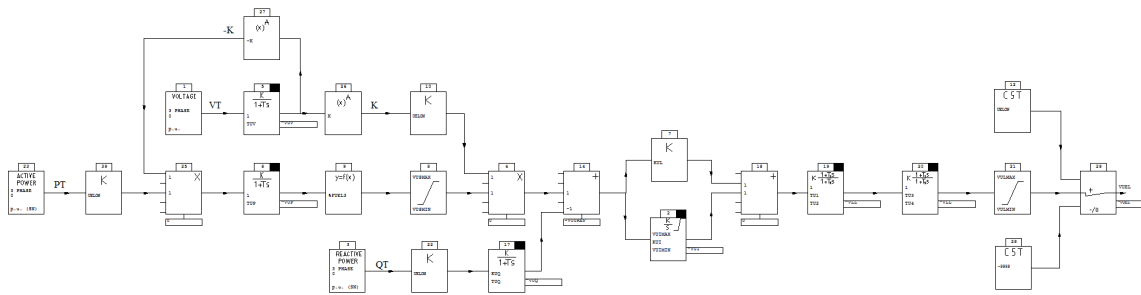


Figura 3.15: Esquema principal do modelo UEL2

3.4.4 Modelo de controlo do injetor dinâmico

O sistema que se pretende modelizar compreende o funcionamento do sistema produtor eólico, isto é, traduz de maneira simplista os vários regimes de operação e resposta às variações das variáveis da rede, nomeadamente a tensão e frequência.

O modelo construído, que transpõe o comportamento dos conversores dos aerogeradores, definidos na seção 3.3.7, expõe o funcionamento global destes sistemas, quer *onshore* ou *offshore*. A grande diferença entre estas duas topologias prende-se na configuração dos conversores utilizados, uma vez que, no caso *onshore* os conversores são individuais, estando presentes em cada aerogerador. No caso *offshore*, o conversor é individual e engloba todos os aerogeradores, tendo uma grande potência nominal. O sistema HVDC-VSC, apesar de não se encontrar dimensionado, tem um comportamento que se encontra de certa forma intrínseco no modelo construído, uma vez que as propriedades deste sistema de transmissão não limitam de qualquer forma o comportamento dos sistemas eólicos. Os conversores do sistema de transmissão apresentam no entanto, um atraso de resposta, facto que se encontra mitigado pelo uso da tecnologia VSC, utilizando IGBTs para uma modulação com grande frequência de operação, que resulta num menor atraso de resposta global do sistema de transmissão, que aqui é desprezado.

O modelo desenvolvido é uma aproximação bastante razoável do comportamento real de um sistema deste tipo, sendo que é possível no programa estabelecer ações de iteração com os parâmetros definidos inicialmente, modificando esses argumentos de modo a obter o comportamento pretendido a cada instante, o que neste caso é interessante para modificar o valor da potência ativa e reativa a ser injetada na rede, em diferentes instantes. A necessidade de alterar os parâmetros do modelo que levam à alteração do comportamento do sistema será convenientemente explicada posteriormente.

O controlo projetado por ser pode ser dividido em dois, sendo uma parte correspondente à modelização do sistema responsável pela injeção de potência ativa e resposta aos desvios da frequência da rede, conforme a disponibilidade das unidades de geração eólica em serviço e condições de vento. A segunda parte da modelização do sistema é associada ao controlo de potência reativa e correspondente resposta à tensão da rede. Estes dois modelos de controlo fazem parte do macrobloco criado para o efeito, que modeliza o injetor dinâmico.

A modelização do macrobloco associado ao injetor dinâmico implementado na rede, é feito tendo em conta que este é associado neste software como sendo uma carga do sistema. O sistema que se pretende modelizar é um sistema produtor, logo a modelização deste é feita de modo a que os valores de saída sejam invertidos, o que corresponde na prática a modelizar uma carga negativa. Esta foi a melhor opção encontrada para ultrapassar as limitações técnicas encontradas nestes modelos de injectores dinâmicos do programa, sendo que com esta abordagem foi possível modelizar o pretendido com o comportamento e resposta adequada de todos os componentes da rede.

O diagrama de blocos correspondente ao modelo de controlo de potência ativa, denominada de PLOAD, pode ser visto na 3.16.

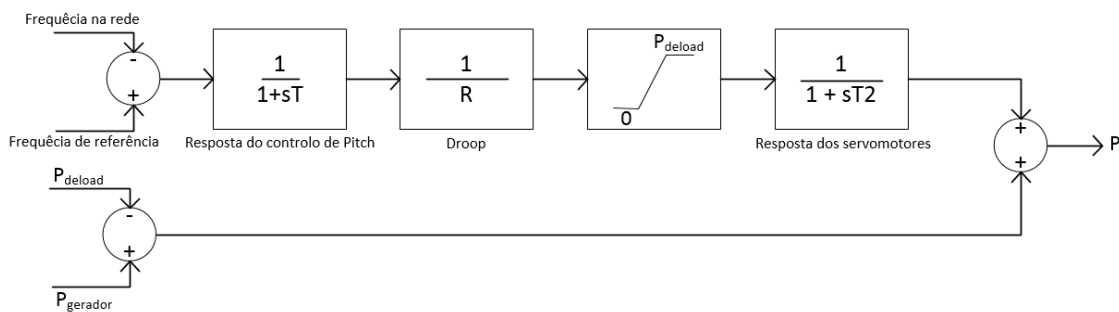


Figura 3.16: Diagrama de blocos do modelo PLOAD

O modelo transposto para a linguagem computacional do EUROSTAG pode ser analisado na figura 3.17. Como dito anteriormente, é necessário notar que foi feita uma modelização levando a uma inversão dos sinais de saída, para uma simulação do injetor como uma carga negativa. O esquema de inicialização deste pode ser consultado nos anexo A.

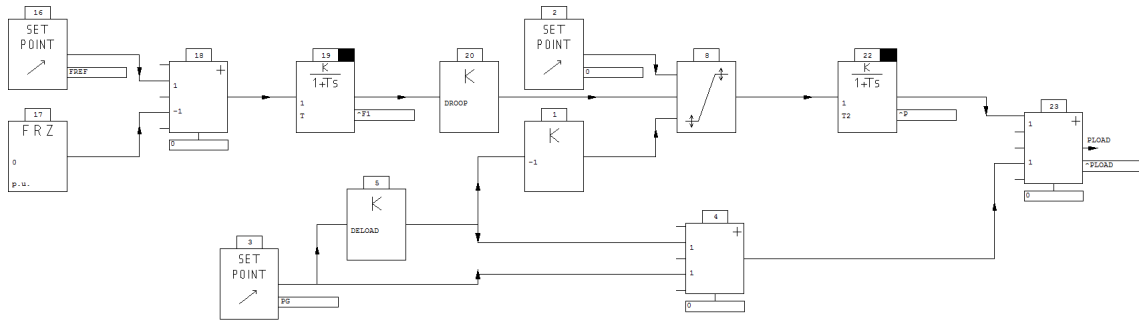


Figura 3.17: Esquema principal do modelo PLOAD

O bloco elementar 18 faz a diferença entre o valor de referência da frequência e o valor atual desta na rede, sendo de seguida no bloco 19, modelizada a resposta do controlo de *pitch*. O *droop*, que é modelizado como um ganho no bloco 19, traduz a variação da frequência no sistema na respectiva potência ativa como explicado na seção 3.3.7. O limitador do bloco 8, tem a função de limitar a injeção de potência ativa para o valor do *deload* máximo considerado, sendo depois retratado a resposta dos servomotores que controlam o ângulo de passo das pás do aerogerador pelo bloco 22. Por fim, no bloco 23, é somado a potência resultante da variação da frequência com a potência do sistema com *deload* aplicado.

Para modelizar o controlo de potência reativa deste sistema foi implementado o modelo que pode ser analisado no diagrama de blocos da figura 3.18.

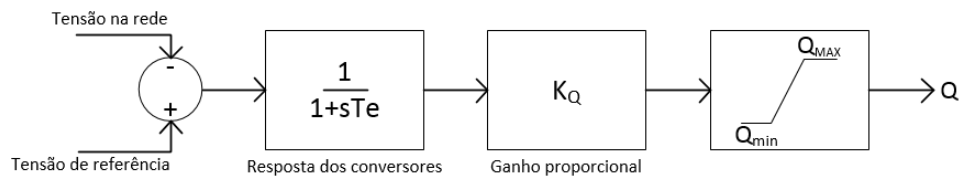


Figura 3.18: Diagrama de blocos do modelo QLOAD

A implementação deste modelo encontra-se na figura 3.19, sendo que o macrobloco com o esquema de inicialização pode ser encontrado no anexo A:

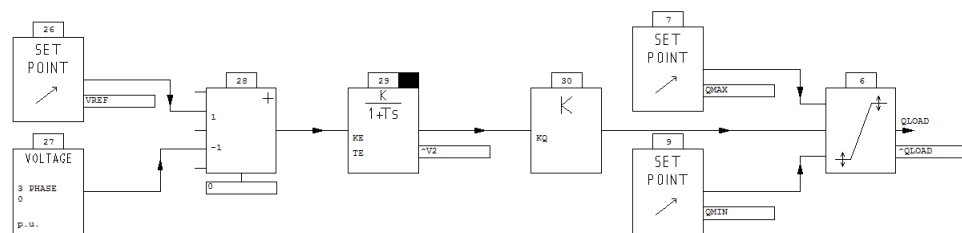


Figura 3.19: Esquema principal do modelo QLOAD

À semelhança do que é feito para o controlo de potência ativa, neste controlo começa-se por fazer a diferença entre o valor de referência de tensão e o valor da tensão aos terminais do injetor dinâmico. De seguida no bloco 29 é aplicado um atraso que modeliza a resposta do controlo dos conversores. O bloco 30 corresponde a um ganho que, em conformidade com o que acontece no *droop* da malha de controlo da potência ativa, aqui a variação de tensão produz determinada variação na potência reativa, sendo que variações negativas levam uma injeção de potência reativa e variações negativas resultam em absorção de energia reativa na proporção estabelecida. A malha de controlo finaliza com o limitador de potência reativa, absorvida e injetada, variando este limite consoante as capacidades da geração eólica e tipo de controlo.

3.5 Definição dos casos de estudo

Para realizar o estudo do impacto na RS da geração eólica, tanto *onshore* como *offshore*, construiu-se uma rede com uma configuração que visa uma modelização de um SEE com uma topologia estrutural o mais parecido possível com a realidade. A rede elétrica criada para o efeito contemplou um sistema de transmissão em alta tensão, com uma vasta área de abrangência espacial, sendo que as unidades de geração convencionais serão ligadas diretamente à alta tensão, assim como as unidades de geração eólica, utilizando o conceito de *Utility Scale Wind Parks*[37]. É feita uma divisão espacial na rede em zonas de geração, sistemas de transmissão em alta tensão e zonas de carga, existindo níveis diferentes de tensão entre elas.

No que diz respeito ao estudo e análise das metodologias de RS com e sem geração eólica, é necessário criar várias versões da rede elétrica de estudo onde se faça a diferenciação das unidades de geração disponíveis para participar ativamente no processo de RS. Assim, o caso base de estudo será a versão da rede elétrica em que apenas são contempladas as unidades de geração convencionais, sendo neste caso implementadas máquinas síncronas térmicas e hídricas.

Os restantes dois casos de estudo, atentam numa topologia de rede com geração eólica integrada no processo de reposição. Para o segundo caso de estudo considerou-se a existência de geração eólica distribuída, de relativa potência, tendo-se implementado três parques eólicos em distintos pontos da rede elétrica. Para o último caso de estudo considerou-se uma topologia com um sistema de geração eólica offshore de grande potência, sendo esta ligada no ponto mais afastado da rede.

Em suma, podemos fazer a seguinte divisão dos casos de estudo.

- Caso A: SEE sem geração eólica.
- Caso B: SEE com geração eólica *onshore* distribuída.
- Caso C: SEE com geração eólica *offshore*.

Nos três casos de estudo analisados, o objetivo é otimizar o processo de RS, tendo em conta os objetivos globais definidos para processo e os recursos à disposição no SEE. A metodologia do

RS assenta num plano que atenta em minimizar o tempo total do processo e maximizar a carga reposta ao longo dessa janela temporal.

Neste capítulo será exposta toda a informação e parametrização de todos os componentes, para os três casos de estudo mencionados.

3.5.1 Caso de estudo a)

Neste caso de estudo, considerado como base e ponto de referência para os resultados obtidos, será exposto a rede elétrica e parâmetros desta que são comuns a todos os casos.

A rede elétrica criada pode ser vista na 3.20. É uma rede composta por 22 barramentos, 4 máquinas síncronas, 8 cargas e 10 transformadores com razão de transformação fixa e 8 linhas de alta tensão em corrente alternada.

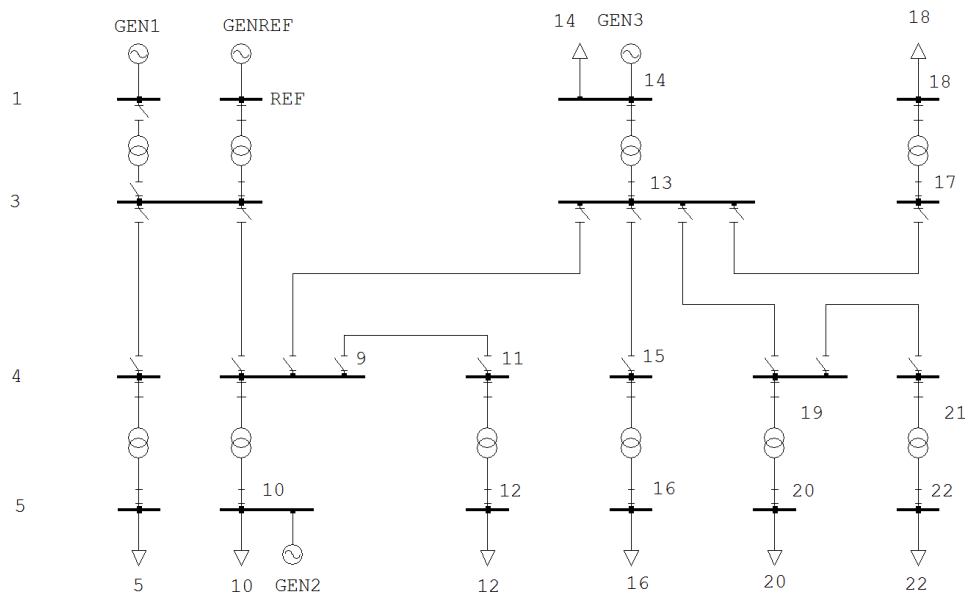


Figura 3.20: Diagrama unifilar da rede elétrica do caso a)

Na tabela a seguir, podemos ver as características principais das unidades de geração convencionais. Como referido, estas máquinas síncronas foram definidas pelos seus parâmetros externos, sendo toda a informação retirada de exemplos de máquinas síncronas que se encontram totalmente caracterizadas pelos autores P. M. Anderson e A. A. Fouad em [36]. As características externas destas máquinas podem ser consultados nos anexos.

Tabela 3.2: Características das máquinas síncronas convencionais

Máquina	Tipo	Potência aparente (MVA)	Fator potência	Tensão aos terminais (kV)
Genref	Hídrica	158	0.9	13.8
Gen1	Térmica	192	0.85	18
Gen2	Hídrica	231.6	0.95	13.8
Gen3	Térmica	384	0.85	24

As unidades de geração convencionais escolhidas para este estudo são comumente usadas nos sistemas elétricos de energia, sendo implementadas então duas máquinas síncronas térmicas com turbina a vapor, nos barramentos 1 e 14, e duas máquinas síncronas hídricas nos barramentos *REF* e 10.

A unidade de geração de referência é uma máquina hídrica, uma vez que este tipo de máquinas apresenta um rápido tempo de inicialização e são normalmente dotadas com capacidade de *blackstart*, como na literatura especializada sobre o assunto informa e aconselha[7]. Sendo assim, no processo de RS, a máquina hídrica denominada de *GENREF*, será a primeira a inicializar.

Neste estudo apenas é contemplado o sistema de transmissão em alta tensão (380kV). As linhas de alta tensão em corrente alternada (HVAC) têm todas as mesmas características, diferindo apenas nos comprimentos das várias ligações. Na tabela a seguir são apresentadas as características de todas as linhas da rede.

Tabela 3.3: Características das linhas

De-Para	Comprimento (Km)	Resistência (p.u.)	Reactância (p.u.)	Susceptância (p.u)
3-4	100	0.00208	0.02285	0.27869
3-9	100	0.00208	0.02285	0.27869
9-13	100	0.00208	0.02285	0.27869
9-11	150	0.00311	0.0342	0.418
13-15	100	0.00208	0.02285	0.27869
13-19	100	0.00208	0.02285	0.27869
13-17	100	0.00208	0.02285	0.27869
19-21	50	0.001	0.0114	0.139346

Os transformadores implementados na rede têm razão de transformação fixa, uma vez que, tendo em conta os objetivos do estudo que se pretende efetuar, é conveniente que em todos os casos de estudos e várias etapas dos processos de RS, não existam fatores externos que possam controlar as variáveis do sistema, como é o caso de transformadores de razão de transformação variável ou com capacidade para ajuste automático de tomadas, que assim possibilitam um controlo da tensão aos terminais do secundário ou primário. Na tabela encontra-se os parâmetros dos transformadores utilizados.

Tabela 3.4: Parâmetros dos transformadores

Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)
0.000185	0.00769

Limitando o controlo das variáveis da rede, torna-se mais simples e eficaz a análise crítica dos resultados obtidos ao longo do processo de RS nos vários casos de estudo, sendo que a manutenção dos limites das variáveis críticas do SEE ficam apenas ao cargo das unidades de geração.

De notar que a rede estudada não é consideravelmente complexa nem tem componentes de regulação e compensação que possam integrar ativamente na RS, tendo capacidade para simplificar o processo. Com isto é possível uma análise mais direcionada do impacto da geração eólica na RS, que é o grande teor deste trabalho de dissertação.

As cargas implementadas no programa não apresentam um comportamento dinâmico, como dito anteriormente, assim definiu-se que as cargas apresentam um limiar mínimo de potência que tem de ser respeitado. Num processo de reposição, as cargas do sistema estão constantemente a variar, isto é, o perfil dos consumidores varia, sendo que no momento em que determinado ramo da rede seja energizado a necessidade de potência pode ser menor ou maior comparativamente ao período pré-defeito, isto pode levar a várias complicações em termos de balanços de potência ativa no sistema. Assim sendo, para os estudos que se realizou, optou-se por uma abordagem deste problema mais simplista, considerou-se que, como objetivo da reposição do sistema pretende-se energizar as cargas do sistema numa potência pré-estabelecida de 90MW e 30Mvar em cada carga, correspondendo a alimentar cerca de 70% da totalidade da carga nominal instalada. Ao longo do processo de reposição a alimentação das cargas no sistema fez-se em pequenos incrementos, de valor mínimo correspondente a 5MW ou 5Mvar, respeitando sempre uma $\tan(\phi)$ de 0,4. Nos instantes iniciais, o balanço de energia reativa é o principal fator limitativo para a evolução no processo de RS, devido à energização das linhas com grande dimensão e a limitada capacidade de absorção de energia reativa das máquinas operacionais, daí que, os incrementos de potência nas cargas seja feito com uma $\tan(\phi)$ considerável, alimentado primeiramente as cargas com maior capacidade de absorção reativa.

3.5.2 Caso de estudo b)

Neste caso na rede elétrica irá constar mais três unidades de geração, integradas na rede nos barramentos 5,12 e 18, como se pode ver na figura 3.21, representativa da rede. As centrais eólicas, modelizadas pelos injetores dinâmicos, têm uma potência instalada de 100MW. Foi considerado que o parque eólico é composto por aerogeradores com uma potência nominal de 2MW, constituídos por geradores síncronos de ímanes permanentes de velocidade variável com conversor integral. A entrada em funcionamento destes sistemas eólicos é realizado por passos, sendo a cada etapa, ligado um conjunto aerogeradores.

Este componente que modeliza o sistema eólico *offshore* de grande dimensão e potência instalada (500MW), encontra-se no barramento mais afastado da rede, ligado pela linha de alta tensão de 150km. Isto vem refletir a necessidade que existe em o sistema de transmissão *onshore* ser construído até perto da costa marítima, onde o sistema de transmissão submarino do tipo HVDC-VSC é conectado à subestação *onshore*. A maior diferença entre o caso b) e este prende-se com a configuração do sistema de conversão, isto é, no caso *offshore* o conversor é de grande dimensão e potência nominal, englobando todos aerogeradores. A capacidade deste componente para operar com uma potência bastante superior, possibilita que grandes quantidades de energia reativa, possa ser gerada ou absorvida, até aos limites técnicos do parque eólico. Este facto é uma grande vantagem, permitindo uma otimização do processo de RS, uma vez que, com a entrada em serviço do sistema eólico, cria-se desde logo uma grande capacidade de absorção de potência reativa, que como foi já explícito, é uma grande vantagem para este tipo de processo. No caso de sistemas *onshore*, os conversores são individuais correspondentes a cada aerogerador, limitando significativamente, a capacidade de absorção.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Considerações iniciais

A metodologia de RS, aplicada em todos os casos de estudo, tem como objetivos principais a minimização do tempo de reposição e uma maximização da quantidade de cargas alimentadas ao longo do processo. Estes são os principais fatores que tem maior significância na elaboração do plano de reposição. No entanto é preciso hierarquizar a sequência de operações na rede, sendo que como referido anteriormente, as limitações durante uma tarefa deste género são muitas, levando a que seja necessário antever possíveis problemas e encontrar em cada etapa a melhor alternativa para satisfazer os objetivos. No processo de reposição optou-se por uma estratégia *build-down* uma vez que a rede não tem dimensões consideráveis, assim definiu-se um conjunto de objetivos secundários de modo a progredir com o processo o mais rapidamente possível sem que os objetivos principais fossem prejudicados. As metas definidas para o processo nos vários instantes são de seguida brevemente expostas:

- Energização dos serviços auxiliares das unidades de geração sem capacidade para *black-start*.
- No caso em que existe geração eólica, proceder a uma ligação desta com a rede o mais cedo possível.
- Alimentar a carga do sistema consoante as possibilidades.
- Energização de todas as linhas de alta tensão.
- Repor a carga do sistema na proporção estabelecida.

Esta tarefa deve ser feita respeitando, em cada etapa, os limites técnicos e regulamentares impostos, sendo que, como dito anteriormente, uma falha na manutenção destes limites pode levar a complicações com potencial para comprometer a segurança do sistema e levar a uma nova queda.

As proteções utilizadas nos sistemas elétricos encontram-se coordenadas para uma atuação eficaz caso os limites operacionais sejam ultrapassados, resguardando a rede de potenciais complicações, no entanto, para este trabalho não foram implementadas qualquer tipo de proteções,

uma vez que, os limites técnicos foram atentamente analisados durante todo o processo, criando um plano de reposição para cada caso de estudo, que tendo em conta os objetivos principais, não prescindissem da segurança do sistema, respeitando as limitações técnicas impostas, que podem ser vistas de seguida.

- Variações admissíveis das variáveis do sistema durante o processo de RS:
 - Tensão: [0.95;1.1] p.u.
 - Frequência: [49.5;50.2] Hz.

O desenvolvimento do plano de reposição envolve uma sequência de operações na rede em estudo, sendo definidas ações de controlo temporizadas no software de simulação. Estas operações, nos casos de reposição estudados, envolvem várias modificações de parâmetros e regimes de operação de alguns componentes da rede. As operações que fazem parte do processo de RS, são de seguida expostas.

- Fecho ou abertura das linhas da rede.
- Inicialização das unidades de geração.
- Aumento dos valores da carga do sistema.
- Modificação dos parâmetros do modelo PLOAD e QLOAD, simulando uma variação na potência ativa e reativa nas unidades de geração eólicas.

A metodologia para a RS, implementada em cada caso de estudo, foi alvo de uma cuidadosa análise, sendo que foram feitos vários testes comparativos entre os vários processos implementados com o intuito de procurar o melhor método, que produzisse melhores resultados, com menor tempo de reposição e alimentando o mais cedo possível todas as cargas do sistema. As várias opções existentes, nas etapas de cada processo de RS, leva a que a procura por o melhor método de reposição seja complexo, sendo que o bom conhecimento da rede e os seus componentes integrantes é de grande importância de modo a simplificar o processo e antever potenciais situações de instabilidade. A otimização dos resultados é feita levando em conta as limitações do SEE, sendo que para uma maximização da potência fornecida às cargas, a frequência do sistema irá sofrer grandes variações. Assim, realizou-se uma otimização do processo em que tanto a tensão como a frequência do sistema não ultrapassassem os limites operacionais, mas a janela de variação permitida fosse extensamente utilizada para uma melhoria dos resultados finais do processo, cumprindo eficazmente os objetivos propostos.

Como mencionado anteriormente, a diferença entre o caso com sistemas de produção eólicos *onshore* e *offshore* prende-se com as limitações da potência injetada ou absorvida por estes sistemas, uma vez que no caso *onshore* a capacidade do parque eólico depende das unidades em funcionamento a dada altura, já no caso *offshore*, devido à configuração dos conversores deste tipo de aproveitamentos, a potência reativa disponível é independente do número de aerogeradores.

Isto significa que as unidades de geração *offshore* podem não estar a gerar energia ativa mas, no entanto, podem absorver a potência reativa nominal correspondente à totalidade dos aerogeradores, funcionalidade esta que é extremamente favorável numa tarefa de RS.

As sequências de operações implementadas, no programa de simulação, tem em consideração os tempos mínimos necessários para proceder a ações na rede, isto é, entre as várias operações na rede é necessário respeitar um tempo mínimo de atuação que corresponde, nos vários casos considerados, a manobras realizadas pelo operador da rede, assim como o tempo necessário para realizar as inicializações das várias unidades de geração. Tipicamente, as unidades de geração do tipo térmico tem um tempo de inicialização considerável, sendo que no caso mais favorável, isto é, num caso de uma inicialização a quente (*hot restart*), o processo pode demorar algumas horas, tipicamente entre 1 a 6 horas, para o caso das centrais térmicas com características de arranque mais rápido.[38]

Para o objecto de estudo desta dissertação, torna-se impraticável a implementação de tempos com esta magnitude nas simulações dinâmicas, assim, recorreu-se a uma abordagem deste problema mais simplista, tentando no entanto mostrar o impacto que estes tempos de espera, para operacionalizar determinada unidade de geração, implicam num processo de reposição. Para mostrar estes efeitos nas simulações efetuadas, optou-se por escolher um tempo mínimo de inicialização das máquinas térmicas que, considerando o caso base de estudo sem geração eólica, o processo de reposição do sistema fica-se num estado de espera, sem alternativa de progressão, até que uma nova unidade de geração entrasse em serviço. Neste ponto do processo de RS, o tempo de espera até ser possível realizar uma nova ação, é equivalente ao tempo de inicialização restante para a máquina térmica inicializar. Estes eventos e respetiva explicação podem ser vistos na análise dos resultados efetuada a seguir. Os tempos mínimos definidos entre as várias operações do sistema são:

- Operações na rede: 40 segundos.
- Inicialização das unidades de geração térmicas: 20 minutos.
- Inicialização das unidades de geração hídricas: 5 minutos.
- Inicialização das unidades de geração eólicas: 40 segundos.
- Aumento de potência nas unidades de geração eólica: 30 segundos.

De seguida será exposta toda a informação e resultados, do processo de RS mais favorável, para cada caso de estudo.

4.2 Caso a)

Neste caso de estudo, a rede elétrica implementada utiliza apenas as unidades de geração convencional, sendo estas do tipo térmicas e hídricas com modelos de regulação de tensão e velocidade e um limitador de sub-excitação associado, como podemos ver na tabela 4.1, que resume os aspetos mais importantes a levar em conta no processo RS.

Tabela 4.1: Máquinas síncronas: Características e modelos de regulação

Nome	Genref	Gen1	Gen2	Gen3
Tipo	Hídrica	Térmica	Hídrica	Térmica
Potência aparente (MVA)	158	192	231.6	384
Potência nominal (MW)	142	163	220	326
Absorção máxima de potencia reativa (Mvar)	48	60	71	120
Regulador de tensão	DC1A	DC1A	DC1A	DC1A
Regulador de velocidade	GovHyd	Gover	GovHyd	Gover
Limitador de sub-excitação	UEL2	UEL2	UEL2	UEL2

A potência nominal das máquinas apresentadas é calculadas tendo em conta o fator de potência destas, que pode ser visto na tabela 3.2. A capacidade de absorção máxima de potência reativa é limitada pelo modelo de sub-excitação associado, sendo que o valor máximo possível é correspondente a 31% da potencia ativa nominal da máquina, esta limitação de absorção de potência reativa é regida pelos valores expostos na tabela 3.1 que define a característica limitativa do modelo UEL2.

De seguida é exposto o procedimento de RS desenvolvido para este caso, que engloba a seguinte sequência de operações implementadas no programa de simulação, sendo expostas sinteticamente na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Sequência de operações para a RS

Tempo (s)	Evento	Tempo (s)	Evento
0	Energização do transformador 1-3	1900	Fecho da linha 19-21
1200	Inicialização de Gen1	1940	Aumento de potência na carga 20
1240	Fecho da linha 3-9	1980	Aumento de potência na carga 22
1280	Fecho da linha 13-9	2020	Aumento de potência na carga 20
1320	Aumento de potência na carga 14	2060	Aumento de potência na carga 22
1360	Aumento de potência na carga 10	2100	Aumento de potência na carga 20
1400	Aumento de potência na carga 14	2140	Aumento de potência na carga 22
1440	Aumento de potência na carga 10	2180	Aumento de potência na carga 22
1480	Aumento de potência na carga 14	2220	Aumento de potência na carga 22
1540	Inicialização de Gen2	2260	Aumento de potência na carga 20
1580	Fecho da linha 3-4	2300	Aumento de potência na carga 18
1620	Fecho da linha 13-17	2480	Inicialização de Gen3
1660	Aumento de potência na carga 5	2520	Fecho da linha 9-11
1700	Aumento de potência na carga 18	2560	Fecho da linha 13-15
1740	Aumento de potência na carga 5	2600	Aumento de potência na carga 12
1780	Aumento de potência na carga 18	2640	Aumento de potência na carga 16
1820	Aumento de potência na carga 10	2680	Aumento de potência na carga 5
1860	Fecho da linha 13-19		

Na figura 4.1, mostra-se a evolução da frequência do sistema ao longo do processo de RS, com a sequência apresentada na tabela 4.2. De seguida será explicado em detalhe cada ação realizada, provocando a variação da frequência do sistema.

O procedimento de RS, implementado através da definição da sequência ilustrada na tabela 4.2, leva em consideração os objetivos propostos nas várias etapas do processo. Assim, é essencial que numa primeira fase, sejam energizados os serviços auxiliares das unidades de geração convencional do sistema de modo a realizar a inicialização das unidades que não têm capacidade de arranque autónomo (*black-start*), neste caso admitiu-se que apenas a unidade de geração de referência, *Gen-Ref*, tem esta capacidade. O processo de simulação parte de uma situação em que esta unidade já se encontra operacional.

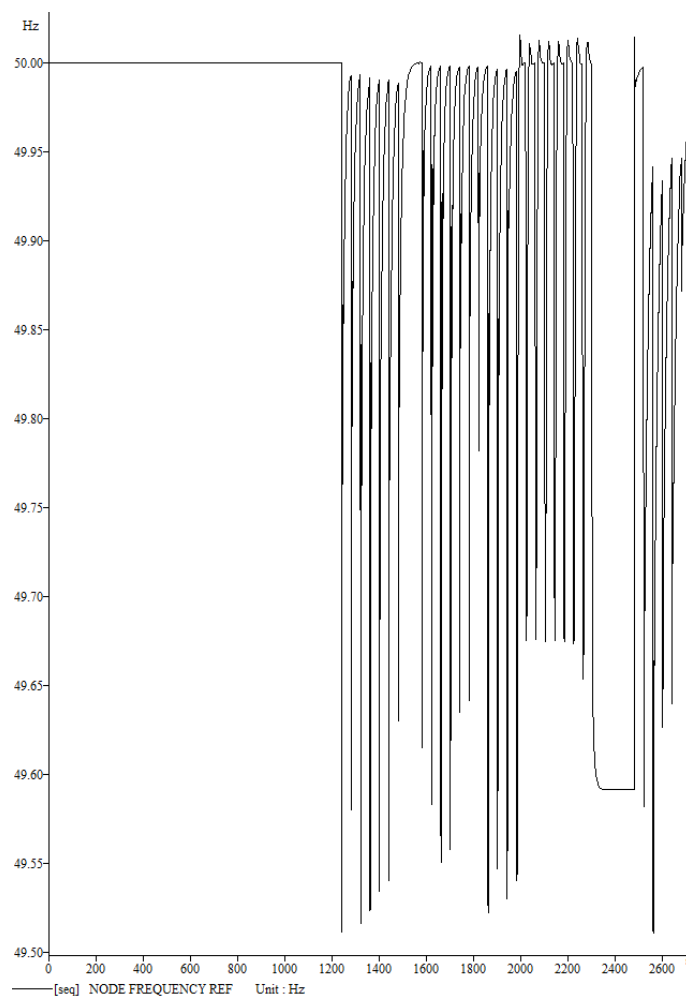


Figura 4.1: Variação da frequência

O primeiro passo deste procedimento consiste na conexão do transformador entre os barramentos 1 e 3, energizando o barramento no qual a unidade *Gen1* se encontra instalada. Esta máquina térmica que tem agora acesso à energia necessária para realizar a sua inicialização, demorará 20 minutos até se encontrar completamente operacional. Durante esse tempo, a RS não pode prosseguir uma vez que a capacidade de absorção de potência reativa da máquina *GenRef* não é suficiente para suportar o fecho de uma linha de transmissão do sistema.

O sistema de transmissão em alta tensão da rede produz grandes quantidade de energia reativa, uma vez que estas linhas são de grande dimensão, com comprimentos compreendidos entre 50km e 150km (tabela 3.3). Os valores da energia reativa gerada em todas as linhas do sistema, podem ser vistos na tabela 4.3, sendo estes valores correspondentes à simulação do trânsito de potências para o instante final do processo de RS.

Tabela 4.3: Perdas e trânsito de potência ativa nas linhas de transmissão para $t=2680s$

Linhas	Perdas Reativas (Mvar)	Perdas ativas (MW)	Potência ativa na linha (MW)
3-4	-54.655	0.168	90.442
3-9	-46.213	0.964	215.428
9-11	-82.682	0.255	91.073
9-13	-42.011	1.324	254.484
13-15	-54.149	0.168	90.037
13-17	-54.149	0.168	90.037
13-19	-48.447	0.670	179.646
19-21	-26.709	0.083	89.402

Os valores negativos de perdas reativas nas linhas, correspondem à potência reativa gerada nestas, como seria expectável. Pode ser analisado a diferença de magnitudes dos valores de perdas ativas e reativas, o que mostra a quantidade significativa de energia reativa gerada, que tem de ser cuidadosamente balanceada durante o processo.

A potência reativa gerada nas linhas de transmissão varia consoante o trânsito de potência ativa (como se pode verificar na tabela 4.3). Nos instantes iniciais do processo de RS, a energização das linhas de transmissão é realizada com um trânsito de potência ativa de valores relativamente pequenos, sendo suficiente para alimentar os serviços centrais das unidades de geração e pequenas porções da carga instalada em determinado barramento. Isto leva a que a quantidade de energia reativa gerada nestes casos seja significativamente maior, comprovando estes fatos encontra-se na tabela 4.4 os valores do trânsito de potência ativa e perdas na linha 3-9, energizada aos 1240 segundos.

Tabela 4.4: Perdas e trânsito de potência ativa na linha de transmissão 3-9 para $t=1245s$

Linha	Perdas Reativas (Mvar)	Perdas ativas (MW)	Potência ativa na linha (MW)
3-9	-55.954	0.020	25.023

Estes valores vem comprovar que a unidade *GenRef*, com uma capacidade máxima de absorção de potência reativa de 48Mvar, não consegue por si só suportar o fecho de uma linha de transmissão neste estado do sistema, daí a existência do tempo de espera para que a unidade de geração *Gen1* entre em funcionamento. Este tempo de espera pode ser visto na figura 4.1 nos instantes compreendidos entre os 0 e 1200 segundos (20 minutos). Quando a unidade *Gen1* se encontrar operacional, o processo de reposição pode continuar, sendo assim ligada a linha entre os barramentos 3 e 9, e consecutivamente fornecendo a energia necessária aos sistemas auxiliares da unidade de geração *Gen2*, do tipo hídrica com um tempo de inicialização predefinido de 5 minutos.

No barramento 9 encontra-se a carga 10 que é alimentada com uma quantidade de potência ativa suficientemente grande para levar a frequência do sistema ao limite técnico estabelecido, no momento em que é posta em funcionamento a linha. De seguida é apresentado a tabela 4.5, que

resume os valores de todos os incrementos de potência nas cargas do sistema ao longo do processo de RS.

Tabela 4.5: Incrementos de potência nas cargas

Tempo (s)	Carga	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
1240	10	25	10
1280	14	20	8
1320	14	25	10
1360	10	25	10
1400	14	25	10
1440	10	25	10
1480	14	20	2
1580	5	25	10
1620	18	25	10
1660	5	30	12
1700	18	30	12
1740	5	25	8
1780	18	25	8
1820	10	15	0
1860	20	30	12
1900	22	30	12
1940	20	30	12
1980	22	20	6
2020	20	10	3
2060	22	10	3
2100	20	10	3
2140	22	10	3
2180	22	10	3
2220	22	10	3
2260	20	10	0
2300	18	10	0
2520	12	50	20
2560	16	50	20
2600	12	40	10
2640	16	40	10
2680	5	10	0

Nestas simulações, com a modelização adotada para as cargas do sistema, os referidos incrementos de potência nestes componentes, podem ser extrapolados para a realidade, como a energização de uma percentagem dos consumidores que se encontram ligados a determinado barramento. Ou seja, a totalidade dos consumidores ligados a um barramento, é modelizada nestas simulações por uma única carga, sendo que a cada incremento de potência (no mínimo 5MW) corresponde a alimentar parte dos consumidores ligados.

Analisando a tabela 4.5 e a figura 4.1, respectiva à frequência do sistema, pode-se verificar que no decorrer do processo, o valor dos incrementos de potência nas cargas vão variando, no entanto, estas quantidades de energia fornecidas, correspondem ao valor máximo possível para que, em determinado instante, a frequência do sistema não desça para níveis proibitivos, ultrapassando o limite mínimo estabelecido.

De seguida são enumeradas as várias razões que levam as estas variações nos incrementos da potência nas cargas.

- Quantidade de unidades de geração operacionais, que totalizam maior quantidade de potência ativa disponível para rapidamente corrigir os desvios de frequência.
- Operacionalizar linhas que ligam ao sistema barramentos nos quais já se encontra parte da carga ligada, alimentando no mesmo instante do fecho da linha uma percentagem dos consumidores. Isto leva a um maior desvio de frequência, comparativamente apenas à ação de incremento da mesma quantidade de potência nessa carga, numa situação em que a linha já foi energizada. Esta diferença deve-se ao súbito aumento da quantidade de energia reativa no sistema, consequência da entrada em serviço da linha mais carga.
- Quando as unidades de geração se encontram num regime de operação perto da potência nominal, pequenos incrementos de carga levam a grandes variações de frequência e dificuldade para a restabelecer. No caso extremo, quando a potência nominal das unidades de geração é atingida, a frequência não será restabelecida.

Depois de o barramento 10 se encontrar energizado, fornecendo a energia necessária para a inicialização da unidade de geração *Gen2*, o mesmo processo é realizado com a linha 9-13, transmitindo energia ao barramento 14, na qual se encontra a máquina com maior potência nominal do sistema, *Gen3*, que é uma unidade térmica com um processo de inicialização demoroso, como já foi discutido.

Com as unidades de geração *Gen1* e *GenRef* foi possível proceder-se à operacionalização de duas linhas de transmissão, nomeadamente as linhas 3-9 e 9-13, uma vez que o conjunto das máquinas e as cargas ligadas nos barramentos nas extremidades destas linhas, apresentam uma capacidade de absorção suficiente para balancear a energia reativa do sistema. No entanto, enquanto que *Gen2* se encontra no processo de inicialização, mais nenhuma linha do sistema pode ser colocada em serviço, pois já não existe capacidade de absorção de potência reativa suficiente por parte das máquinas referidas. Posteriormente é analisado as figuras que ilustram as potência ativa e reativa das unidades do sistema no decorrer do processo de RS.

É necessário referir que quanto maior é a potência ativa fornecida pelas unidades de geração, menor é a capacidade de absorção de potência reativa, consequência esta da utilização do modelo de sub-excitação, com a característica limitativa definida anteriormente, sendo este efeito mais notório para valores de potência ativa gerados perto dos limites nominais. Assim, como os incrementos de carga do sistema são feitos considerando uma $\tan(\phi)$ equivalente a 0.4, a solução de alimentar cargas com uma quantidade de potência reativa superior, de modo a se poder energizar

mais linhas de transmissão, é limitada pela quantidade de potência ativa associada a esse incremento. Teoricamente, o consumo de potência reativa necessário, numa dada etapa do processo, quando as máquinas operacionais no sistema não têm capacidade para absorção, pode ser realizado incrementando uma maior potência reativa em determinada carga. O problema que esta situação gera é que este dado incremento terá, incontornavelmente, uma potência ativa associada (sendo 2.5 vezes superior à potência reativa) que pode levar à descida da frequência para além do limite, e a redução da capacidade de absorção das máquinas do sistema. Isto leva a que seja necessário um cuidadoso plano das ações para cada etapa do processo, tendo sempre em conta o estado e capacidade atual de produção das unidades de geração.

Até ao momento em que *Gen2* se encontre em serviço, nenhuma linha é então fechada, restando apenas a opção de alimentar as cargas operacionais do sistema, nomeadamente a 10 e 14. Sendo assim, é possível ver na figura 4.1, o efeito da sequência de incrementos na frequência, sendo estes realizados em determinada quantidade de forma a respeitar os limites propostos para a frequência e carga máxima admitida.

Neste estado da RS, todas as unidades de geração ou estão operacionais ou em processo de inicialização, estando o primeiro objectivo do plano cumprido. O procedimento a partir desta fase envolve colocar em serviço todas as linhas de transmissão do sistema alimentando ao mesmo tempo as cargas do sistema.

Assim, quando *Gen2* se encontrar operacional, a capacidade de absorção de energia reativa do sistema é maior, sendo que novas linhas podem ser ligadas. A primeira linha de transmissão colocada em serviço faz a ligação entre os barramentos 3 e 4, no qual se encontra a carga 5, posteriormente, a linha 13-17 é também ligada fazendo com que a carga 18 seja energizada. De seguida é implementado uma sequência de incrementos de potência nas cargas como podemos ver na tabela 4.2, seguido da ligação das linhas 13-19 e 19-21, colocando em serviço duas cargas, a 20 e 22, respectivamente. Até *Gen3* ficar operacional, não é possível colocar mais linhas operacionais, devido ao problema de balanço de energia reativa no sistema que já foi referido enumeras vezes, assim, de modo a cumprir um dos objetivos principais da RS, a maximização das cargas, é implementado uma sequência de incremento de potência das cargas até aos limite possível sem que haja declínio da frequência para valores não aceitáveis.

Na sequência de aumentos de potência nas cargas 20 e 22, apenas uma unidade de geração não se encontra já na potência nominal, designadamente a unidade *Gen2*, sendo esta unidade de tipo hídrico, apresenta uma maior oscilação de resposta que faz com que a frequência tenha uma oscilação maior em torno do seu valor nominal como podemos ver na figura 4.1 a partir do instante 1980s.

É possível verificar que quando as unidades de geração atingem a sua potência nominal, a frequência do sistema não é restabelecida sendo que neste ponto do processo de RS, a única opção é esperar pela entrada em serviço da unidade *Gen3*.

O tempo mínimo de inicialização das unidades de geração térmicas foi escolhido de maneira a ser necessário haver este tempo de espera (ainda que mínimo) de maneira a retratar o que acontece na realidade nos processos de RS, onde estes tempos de espera são significativamente maiores.

As linhas 9-11 e 13-15 não são energizadas nesta fase do processo, uma vez que a linha 9-11 é a que apresenta o maior comprimento (150Km), gerando consequentemente maior quantidade de energia reativa. A linha 13-15 não foi energizada pois optou-se por colocar em operação a linha 19-21, que apresenta o menor comprimento, trazendo menor esforço para o sistema nesta fase, em que se maximizou as cargas respostas, sendo que quando esta última unidade de geração entrar em serviço, o valor dos incrementos serão significativamente maiores repondo rapidamente a totalidade da carga em falta no sistema. A opção admitida é a que traz melhores benefícios globais para o sistema.

Como foi anteriormente explícito, existem dois tipos de unidades de geração no sistema, unidades hídricas e térmicas, tendo associados modelos de regulação de velocidade diferentes que traduzem o comportamento destes tipos de unidades relativamente à resposta das variações do sistema. Assim, num processo de RS, que exige uma constante alteração dos regimes de operação das máquinas, é importante que a resposta destas aos variados eventos do processo de RS seja adequado. De seguida na figura 4.2, podemos ver a variação da potência ativa ao longo de todo o processo.

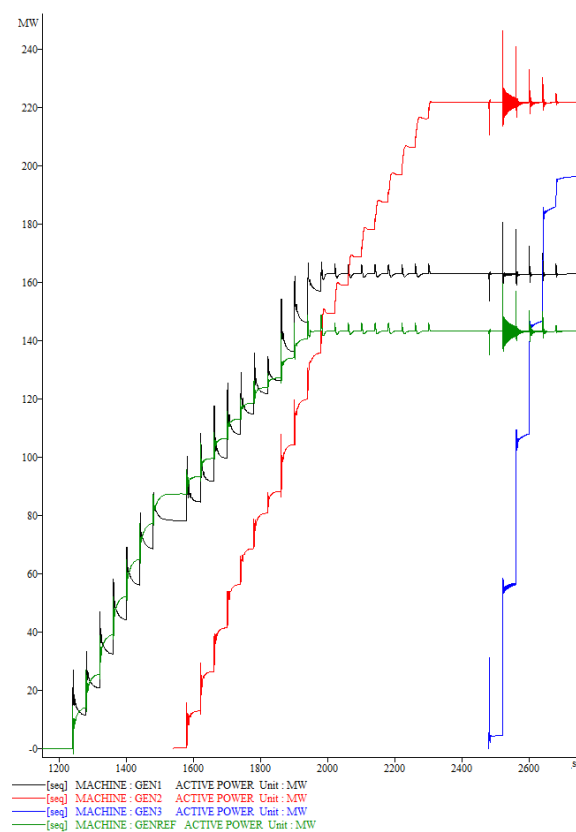


Figura 4.2: Potência ativa gerada

É possível verificar que a partir do instante correspondente aos 1940 segundos, as unidades de geração *GenRef* e *Gen1* atingem as respectivas potências nominais, a partir desse instante apenas a unidade *Gen2* satisfaz o balanço de potência ativa no sistema até esta atingir também o seu

limite aos 2300s. Quando a unidade *Gen3* se encontra operacional, a tarefa de responder aos incrementos de potência nas cargas do sistema cabe a esta unidade, já que as outras se encontram nos seus limites operacionais. As oscilações que se verificam nas restantes máquinas, a partir do momento 2400s, é devido aos grandes incrementos de potência sentidos no sistema, como se pode ver pela grande variação na potência ativa gerada pela unidade *Gen3*, aos quais os modelos de controlo das máquinas respondem. A variação é mais explícita nas máquinas hídricas, que têm um modelo de controlo que leva a uma maior oscilação da resposta, sendo maior nos regimes de operação nominais da máquina.

A seguir é analisado a resposta das unidades de geração em termos de potência reativa absorvida, sendo ilustrado na figura 4.3 essa variação ao longo do processo.

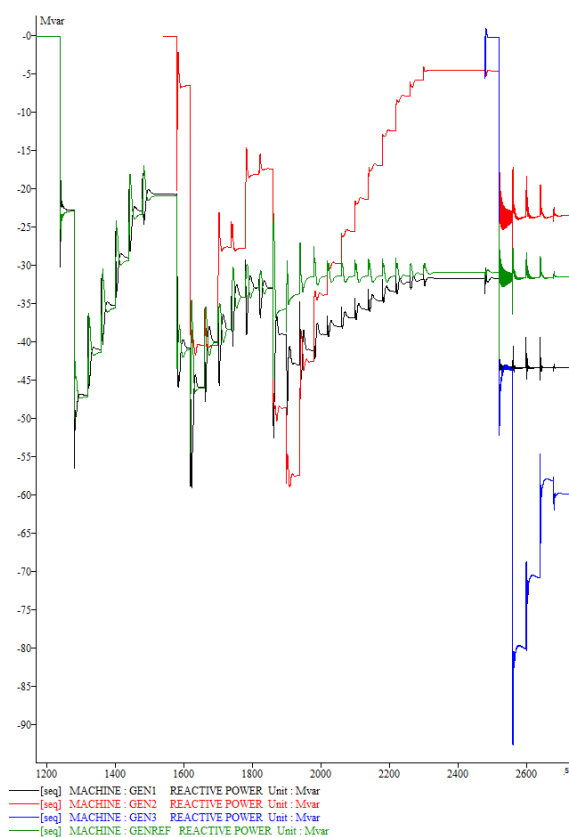


Figura 4.3: Potência reativa absorvida

Através da figura 4.3 é possível ver que quando uma linha de transmissão é fechada a absorção de potência reativa é bastante maior, sendo que incrementos de carga levam a uma diminuição desta absorção como seria de esperar. No final do processo de RS, quando se liga a linha de transmissão 9-11, que é a que gera maior quantidade de energia reativa, a potência absorvida pelas unidades *GenRef*, *Gen1* e *Gen2* atinge o limite, sendo estes valores impostos pelo modelo de sub-excitação implementado. É possível também verificar que estes limites de absorção são diferentes ao longo do tempo, variando consoante a energia ativa gerada pelas unidades.

As máquinas hídras têm uma particularidade interessante, relativa ao comportamento do seu binário mecânico, que diferencia a resposta destas unidades comparativamente às unidades térmicas. Uma variação entre a potência ativa e o consumo no sistema, leva a que o binário elétrico da máquina seja instantaneamente alterado de modo a corresponder à discrepância de geração, isto leva a que, numa máquina hídrica, seja necessário aumentar o caudal de água para atuação da turbina, que por sua vez fornece maior binário mecânico ao gerador. Como se está a lidar com um sistema em que é necessário um conjunto de operações envolvendo válvulas de admissão e condutas forçadas do circuito hidráulico, irá haver um atraso de resposta ao binário elétrico, correspondente ao atraso da coluna de água que alimenta a turbina, traduzindo-se no comportamento típico do binário mecânico da máquina. A característica das máquinas hídras pode ser observada na figura 4.4, equivalente ao binário mecânico da máquina hídrica *Gen2* no momento em que existe um incremento de carga no sistema.

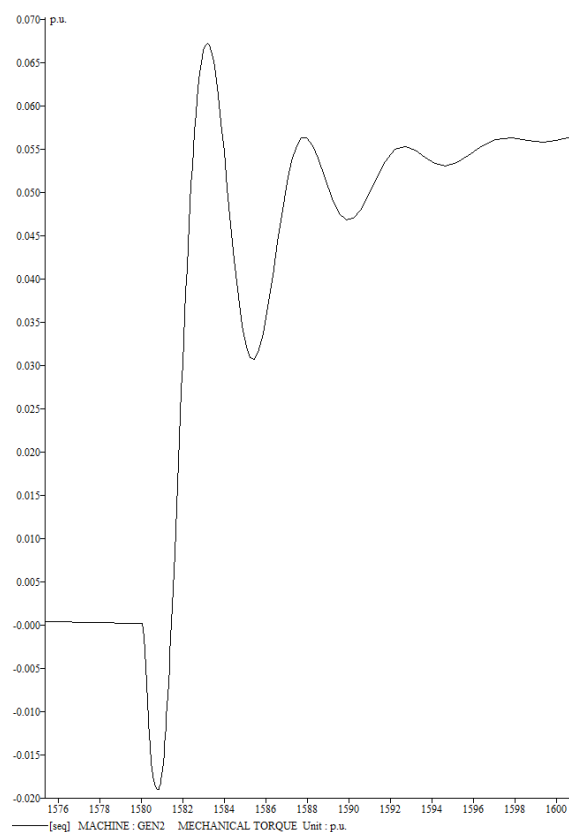


Figura 4.4: Binário mecânico da máquina hídrica *Gen2*

Durante o processo de reposição, as tensões apresentam variações, sendo aqui analisado os valores desta variável nos vários barramentos da rede. Podem ser analisadas nos anexos C, as tensões referente aos barramentos com cargas do sistema, sendo nestes barramentos onde as tensões podem assumir valores mais problemáticos. Na figura 4.5 podemos ver a variação da tensão em três barramentos distintos, sendo que nestes os valores da tensão apresentam valores mais relevantes.

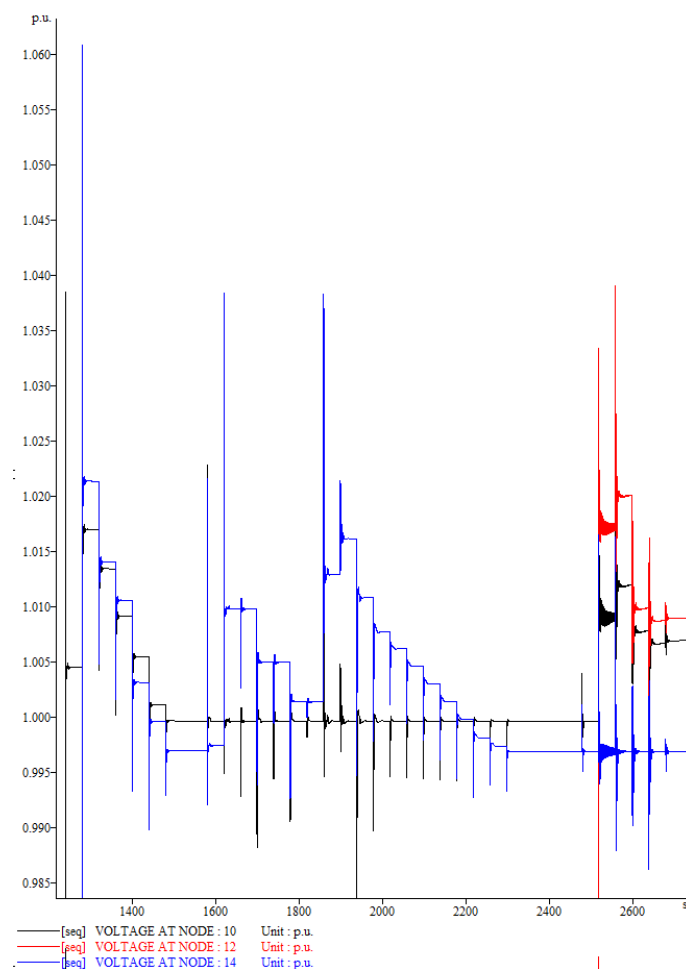


Figura 4.5: Tensões da rede durante a RS

Os valores das tensões variam consoante a quantidade e o trânsito de potência reativa na rede. Os reguladores de tensão implementados nas máquinas têm uma rápida resposta permitindo que os valores da tensão em toda a rede sejam mantidos nos limites regulamentares.

Durante todo o processo de RS, as tensões nos vários pontos da rede encontram-se no limites predefinidos sendo que não houve necessidade de recorrer a medidas de recurso para suprimir estes efeitos, como por exemplo, utilização de transformadores com capacidade de alteração da posição das tomadas. A existência de apenas um nível de tensão da rede de transporte, contribui para a estabilidade destas variáveis durante o processo.

Na figura 4.5 podemos verificar que o barramento onde a tensão atinge valores mais elevados é no barramento 10, sendo esta uma variação transitória rápida, como podemos analisar na figura 4.6.

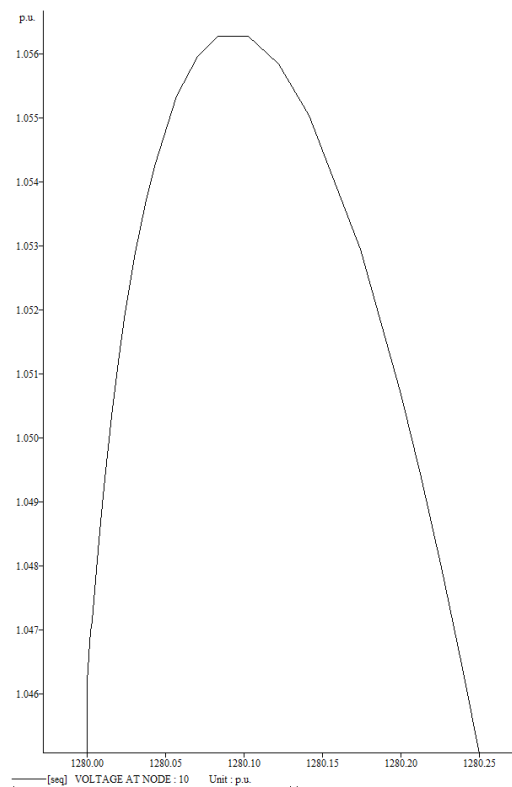


Figura 4.6: Pormenor da tensão no barramento 10

4.3 Caso b)

Neste caso de estudo, o procedimento de RS irá ser auxiliado com a participação de sistemas com produção eólica localizados em três pontos distintos da rede de teste. Os três parques eólicos com uma potência nominal de 100MW, aqui denominadas *E5*, *E12* e *E18*, foram ligadas aos barramentos 5, 12 e 18, respectivamente.

Como se sabe, a potência elétrica proveniente deste tipo de aproveitamentos está diretamente dependente das condições de vento no momento, assim, é importante para as simulações realizadas, definir estas condições de modo a determinar a potência máxima passível de ser injetada do sistema. Para todas as centrais eólicas do sistema foi considerado que as condições de vento durante o processo de RS permitem uma extração de potência máxima equivalente a 60% da potência nominal dos aerogeradores, o que equivale a 1.2MW, já que se admitiu o uso de aerogeradores com capacidade de 2MW de potência nominal.

Como dito anteriormente, a potência gerada nestes aproveitamentos vai ser injetada no sistema em pequenos incrementos de modo a respeitar os limites superiores da frequência, já que uma injeção de potência a dada altura do processo pode causar um crescimento desta variável na mesma magnitude que foi analisada no caso a) mas com sinal contrário.

A injeção de potência destes sistemas é feita colocando em serviço um pequeno número de aerogeradores a cada instante, maximizando a potência fornecida ao sistema e respeitando o limite

enunciado da frequência. O número de aerogeradores colocados em funcionamento a cada instante deve ser suficiente para gerar, neste caso analisado, 14MW em cada incremento que corresponde ao máximo admissível sem que haja infração do limite da frequência. É possível fazer a atuação do controlo de *pitch* de modo a controlar a potência injetada com o número de aerogeradores operacionais no sistema. O número de aerogeradores associado a cada incremento é de $\frac{14}{1.2} \cong 12$.

A tabela 4.6 mostra a quantidade de potência colocada operacional na rede ao longo do processo de RS para as três centrais eólicas.

Tabela 4.6: Incrementos de potência dos sistemas eólicos

Tempo (s)	1620	1650	1680	1710
Incremento (MW)	14	14	14	14
Total (MW)	14	28	42	56

A sequência de operações, que fazem parte do procedimento para este caso, são sinteticamente expostas na tabela 4.7.

Tabela 4.7: Sequência de operações para a RS

Tempo (s)	Evento	Tempo(s)	Evento
0	Energização do transformador 1-3	1960	Inicialização de <i>E12</i>
1200	Inicialização de <i>Gen1</i>	1990	Aumento de potência em <i>E12</i>
1240	Fecho da linha 3-9	2020	Aumento de potência em <i>E12</i>
1280	Fecho da linha 13-9	2050	Aumento de potência em <i>E12</i>
1320	Aumento de potência na carga 14	2090	Aumento de potência na carga 5
1360	Aumento de potência na carga 10	2130	Aumento de potência na carga 18
1400	Aumento de potência na carga 14	2170	Fecho da linha 13-9
1440	Aumento de potência na carga 10	2210	Aumento de potência na carga 20
1480	Aumento de potência na carga 14	2250	Fecho da linha 19-21
1540	Inicialização de <i>Gen2</i>	2290	Aumento de potência na carga 22
1580	Fecho da linha 3-4	2330	Aumento de potência na carga 12
1620	Inicialização de <i>E5</i>	2370	Aumento de potência na carga 18
1650	Aumento de potência em <i>E5</i>	2410	Aumento de potência na carga 10
1680	Aumento de potência em <i>E5</i>	2450	Aumento de potência na carga 5
1710	Aumento de potência em <i>E5</i>	2490	Inicialização de <i>Gen3</i>
1750	Fecho da linha 13-17	2530	Fecho da linha 13-15
1790	Inicialização de <i>E18</i>	2570	Aumento de potência na carga 16
1820	Aumento de potência em <i>E18</i>	2610	Aumento de potência na carga 12
1850	Aumento de potência em <i>E18</i>	2650	Aumento de potência na carga 20
1880	Aumento de potência em <i>E18</i>	2690	Aumento de potência na carga 22
1920	Fecho da linha 9-11		

Uma vez que há a necessidade de fornecer a energia necessária para inicializar as unidades de geração convencionais do sistema, o procedimento adotado, até ao instante 1540s, é igual ao caso de estudo a). É de todo favorável para o processo que os serviços auxiliares destas unidades

sejam energizados o mais cedo possível, uma vez que apresentam um tempo de inicialização considerável.

De seguida é apresentada a figura 4.7 que ilustra a variação da frequência do sistema ao longo do processo de RS, que segue o procedimento exposto na tabela 4.7.

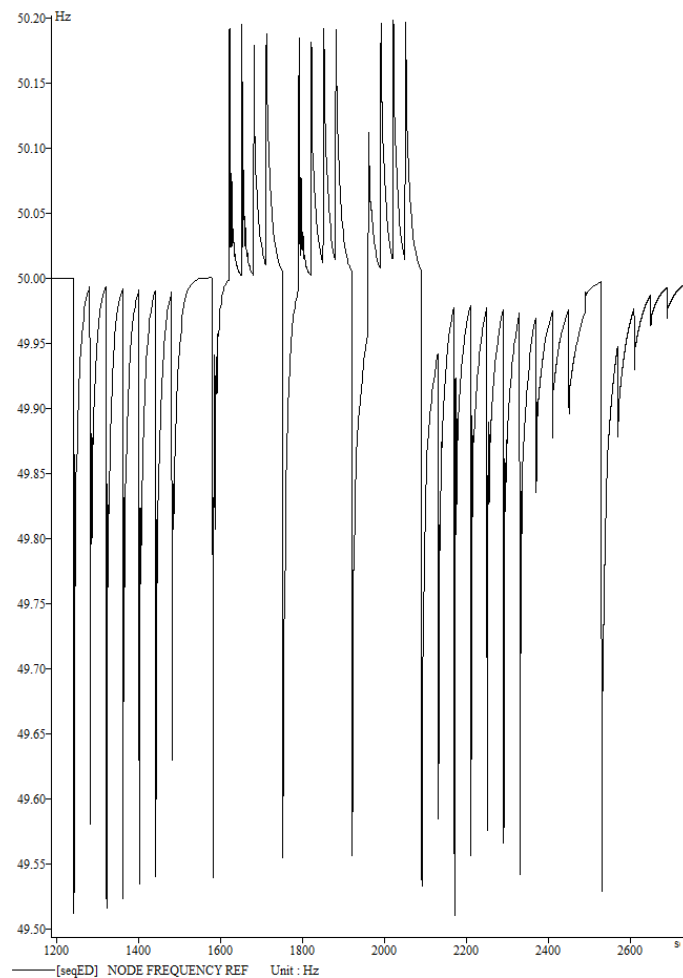


Figura 4.7: Variação da frequência

Como se pode ver na figura 4.7, os aumentos de potência nos três sistemas eólicos, não ultrapassa o limite superior da frequência, que corresponde a 50.2Hz. Por outro lado, como acontece no caso a), os aumentos de potência nas cargas também é realizado tendo em conta os limites inferiores desta variável.

Depois da sequência de operações que já foram referidas no caso a), remontando até à inicialização da unidade *Gen2*, o objetivo secundário desta fase do sistema passa por conetar as centrais eólicas ao sistema, operacionalizando por etapas os aerogeradores como já foi explicado. Assim, aos 1620s, depois de se ter ligado a linha de transmissão 3-5, o parque eólico *E5* pode ser iniciado, sendo de seguida feito uma sequência de incrementos de potência neste, de modo a injetar no sistema a potência ativa em pequenas quantidades.

Os incrementos de potência nos sistemas eólicos são realizados no programa de simulação, através da alteração dos parâmetros do macrobloco desenvolvido, que modeliza o controlo dos injetores dinâmicos. Para isso, é modificado o parâmetro, na malha de controlo da potência ativa, do bloco elementar número 3 e, na malha de controlo da potência reativa, os blocos número 7 e 9. Estes blocos são do tipo (*set point*), e encontram-se presentes no macrobloco PLOAD-QLOAD constituído pelos modelos das figuras 3.17 e 3.19.

A capacidade de geração ou absorção de energia reativa dos sistemas eólicos é calculada tendo em conta a quantidade de aerogeradores operacionais, sendo que para a quantidade inicial de 12 de aerogeradores, a capacidade de absorção corresponde a 30% da potência nominal destes, ou seja, um valor equivalente a 7.2Mvar.

Nas figuras seguintes podemos ver a injeção de potência ativa no sistema e a quantidade de potência reativa absorvida pelo parque eólico *E5*. As respostas dos sistemas eólicos, que não são aqui analisadas, respeitantes à potência ativa e reativa, podem ser observadas no anexo C. De notar que, como já foi explicado, os valores presentes nestas figuras quando são negativos representam energia gerada e quando são positivos correspondem a energia absorvida por estes sistemas, visto que os injetores dinâmicos foram modelizados como cargas negativas.

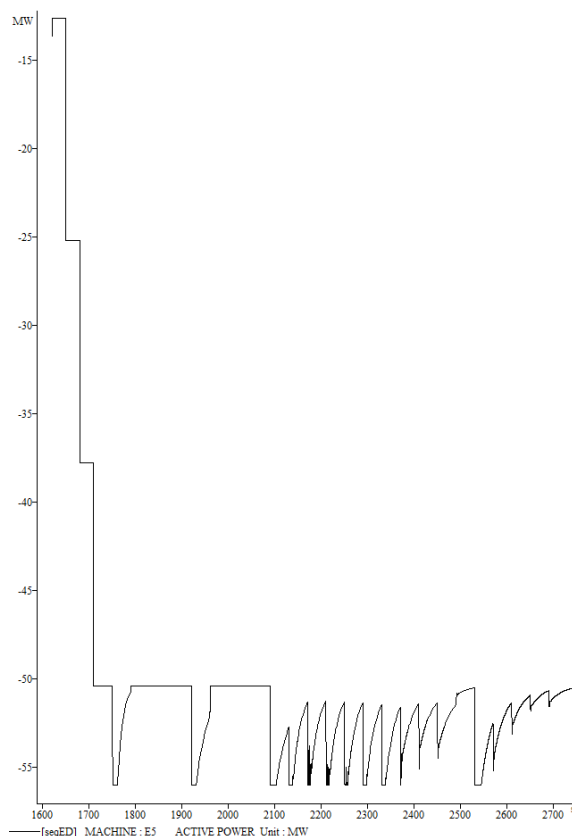


Figura 4.8: Potência ativa do sistema eólico *E5*

Na figura 4.8 podemos verificar os sucessivos aumentos da potência ativa injetada no sistema.

No momento 1750s é operacionalizada uma linha de transmissão, nomeadamente a linha 13-17, energizando a carga 18 com determinada potência que provoca um declínio da frequência, ao qual o sistema eólico responde com uma injeção de potência ativa. Esta quantidade de potência ativa corresponde à reserva feita através do *deload* admitido de 10%, que neste caso corresponde a 5.6MW, uma vez que a potência nominal do parque eólico é de 56MW neste momento.

A variação da frequência ao longo do processo leva a uma rápida atuação do sistema eólico que gera uma potência ativa consoante esta variação, o que mostra o potencial destes sistemas para a manutenção do perfil da frequência ao longo do processo de RS.

Na figura 4.9 é exposto o comportamento do sistema eólico em termos de absorção de energia reativa ao longo do procedimento em análise.

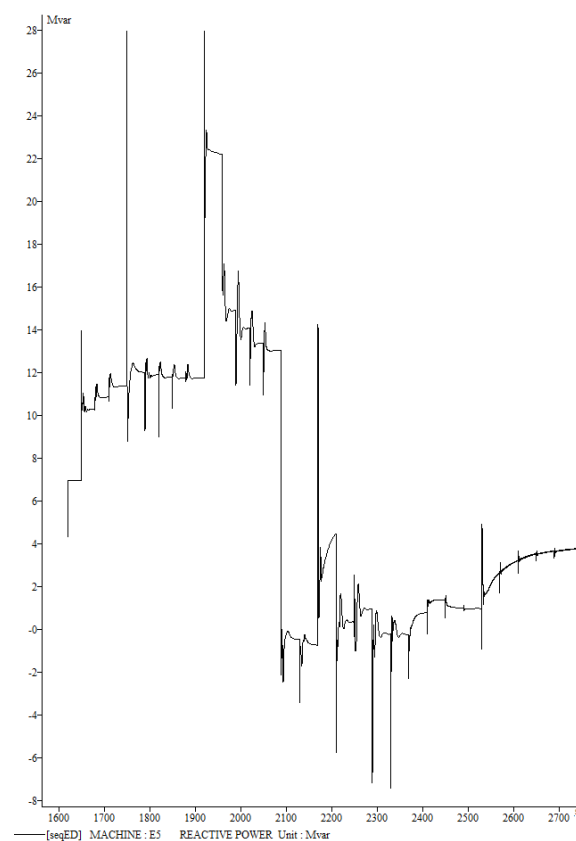


Figura 4.9: Potência reativa do sistema eólico E5

A potência reativa gerada ou absorvida pelo sistema eólico vai variar consoante a tensão no barramento onde esse sistema se encontra conetado, sendo que para valores de tensão superiores ao nominal, o sistema absorve proporcionalmente potência reativa. O contrário acontece quando a tensão é inferior, sendo injetado uma quantidade equivalente de potência reativa no sistema. A seguir é apresentado a figura 4.10, representativa da tensão no barramento 5, onde o sistema eólico E5 se encontra.

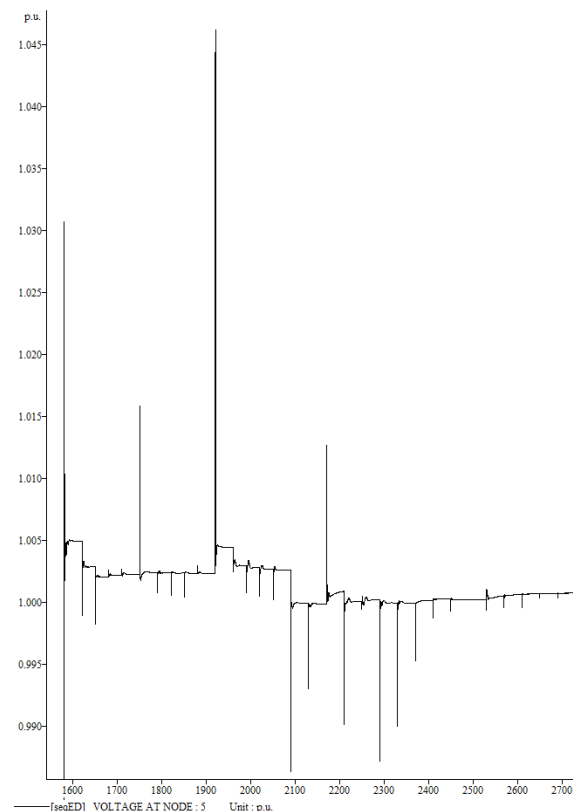


Figura 4.10: Tensão no barramento 5

Como se pode verificar, a potência reativa do sistema eólico responde em função da tensão aos seus terminais, apresentando uma resposta bastante rápida a esta variação, o que permite um controlo quase instantâneo da tensão, durante o procedimento.

Depois da sequência que visa os incrementos de potência em *E5*, é feita a conexão da linha 13-17 e a inicialização do sistema *E18* com os sucessivos incrementos de potência neste sistema eólico, sendo este processo em tudo semelhante ao realizado para *E5*. Depois disto, é energizada a linha de transmissão 9-11 e por conseguinte, conetado e inicializado, o sistema eólico *E12*. Esta linha de transmissão é a mais comprida do sistema, implicando que a capacidade máxima de absorção das unidades de geração convencionais seja atingida no momento da ligação. Neste ponto do processo, o sistema encontra-se no limiar do equilíbrio da potência reativa, uma vez que os componentes da rede com capacidade para fazer este balanço encontram-se saturados, o que resulta na elevação das tensões do sistema.

Com os incrementos de potência no parque *E12*, a capacidade de absorção de potência reativa é consequentemente maior, como podemos ver na figura 4.11, respondendo eficazmente aos aumentos de tensão no sistema.

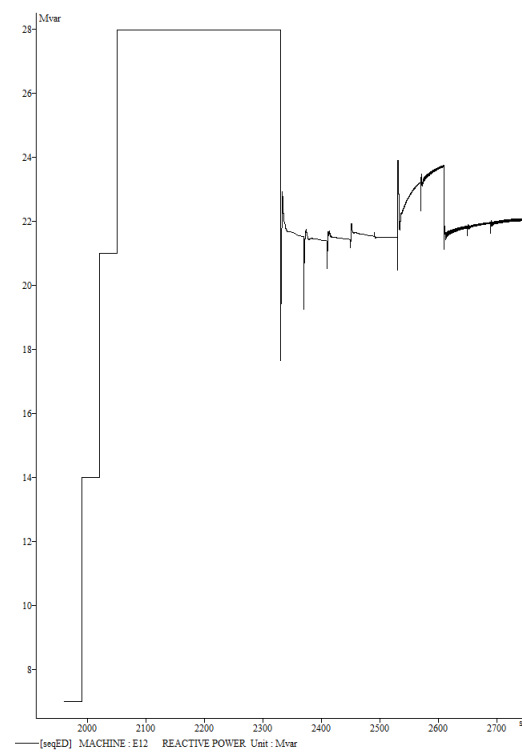


Figura 4.11: Potência reativa do sistema eólico E12

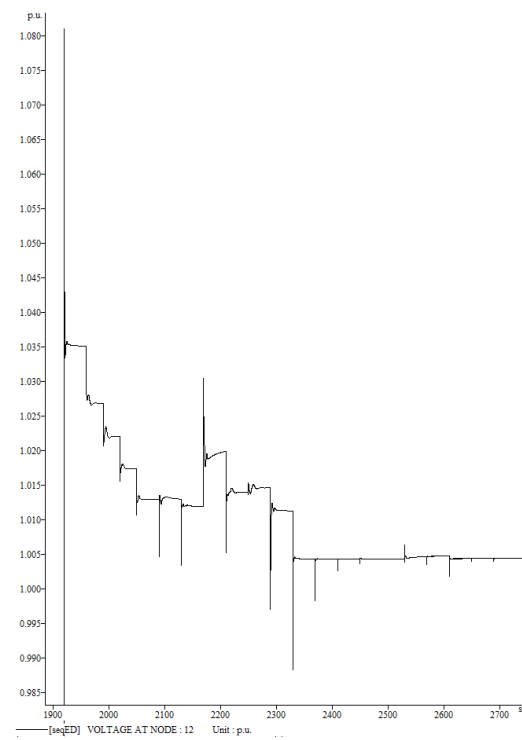


Figura 4.12: Tensão no barramento 12

A seguir, na figura 4.12, é possível verificar a tensão do barramento 12, à qual o modelo de controlo da potência reativa do parque *E12* responde. No momento da ligação da linha 9-11 a tensão sobe rapidamente, tendo um período transitório rápido em que atinge valores com maior amplitude, isto devido ao grande aumento de potência reativa no sistema. Depois, consoante os incrementos de potência no sistema eólico, os valores da tensão vão diminuindo devido à absorção de energia reativa por este sistema, como se verifica na figura.

Como o valor de absorção de potência reativa é maior no sistema *E12* esta quantidade irá diminuir nas unidades convencionais, deixando estas operarem nos seus limites de absorção de potência reativa, e com isto criando uma margem que possibilita a ligação de uma nova linha de transmissão.

Nas figuras 4.13 e 4.14 é analisado a potência ativa e reativa, respectivamente, destas unidades de geração durante o procedimento de reposição.

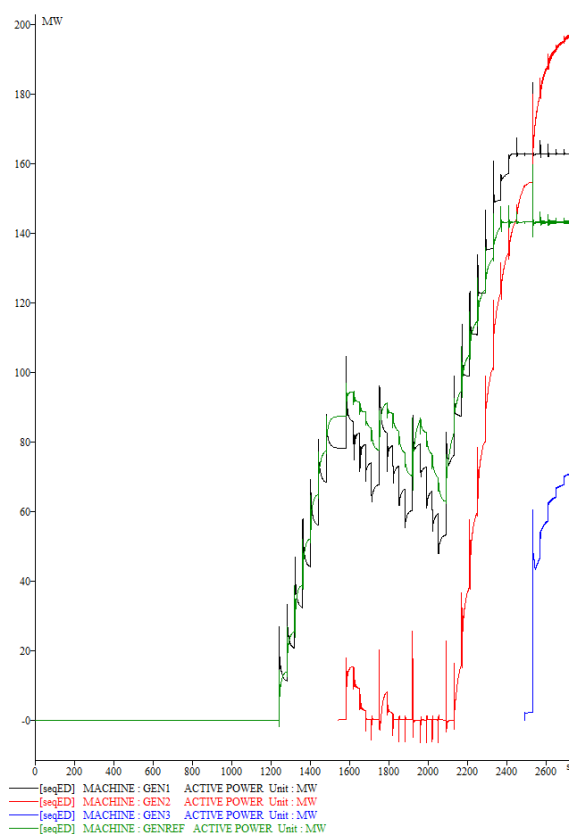


Figura 4.13: Potência ativa das unidades de geração convencional

Na figura 4.13 pode analisar-se que as unidades *Gen1* e *GenRef* atingem o valor nominal de potência ativa gerada, no entanto, no decorrer do processo de RS, há sempre pelo menos uma unidade com capacidade para fazer o controlo do equilíbrio entre geração e consumo, não existindo situações em que a frequência não é restabelecida como acontecia no caso a). Pode-se também visualizar os efeitos dos incrementos de potência nos sistemas eólicos ao longo do processo, com o valor da potência ativa gerada nestas unidades a serem sucessivamente diminuídos. Nota-se que

o valor total de geração destas unidades é menor relativamente ao caso a), devido à geração eólica participar na alimentação das cargas do sistema, como seria de esperar.

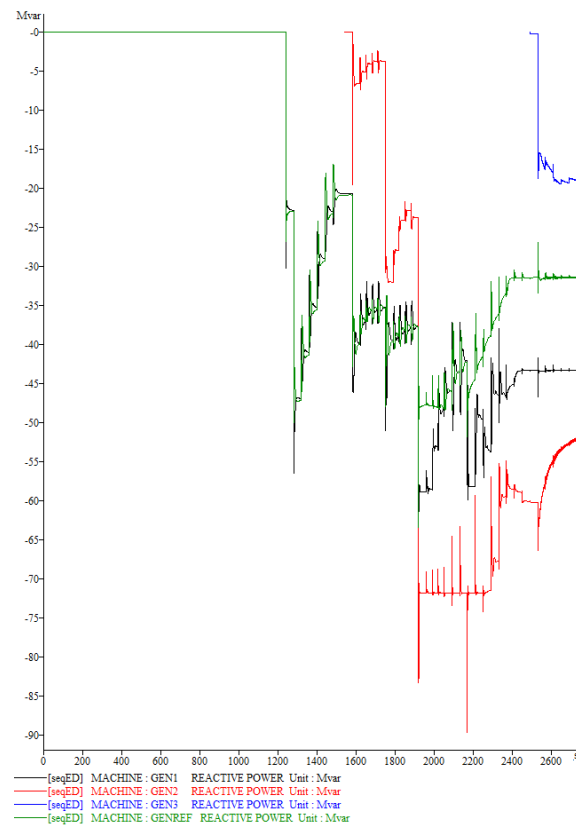


Figura 4.14: Potência reativa das unidades de geração convencionais

O ponto mais relevante da figura 4.14 é relativo ao momento 1920s, com a ligação da linha 9-11, onde é possível ver as unidades em regime de operação com aborção máxima de potência reativa, sendo de seguida diminuídos estes valores com o aumento da potência do parque *E12*, como já foi referido.

O processo de reposição, depois de energizados todos os sistemas eólicos, tem como objetivo a reposição das cargas do sistema, maximizando o valor destas ao longo do processo e respeitando os limites operacionais propostos.

O valor dos incrementos de potência nas cargas pode ser visto na tabela.

Tabela 4.8: Incrementos de potência nas cargas

Tempo (s)	Carga	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
1240	10	25	10
1280	14	20	8
1320	14	25	10
1360	10	25	10
1400	14	25	10
1440	10	25	10
1480	14	20	2
1580	5	30	12
1750	18	35	14
1920	12	35	14
2090	5	50	18
2130	18	35	12
2170	20	40	16
2210	20	45	14
2250	22	40	16
2290	22	45	14
2330	12	45	14
2370	18	20	4
2410	10	15	0
2450	5	10	0
2530	16	75	30
2570	16	15	0
2610	12	10	2
2650	20	5	0
2690	22	5	0

Como podemos verificar na tabela 4.8, os valores dos incrementos de potência são maiores comparativamente à tabela 4.5. Isto deve-se sobretudo à maior potência instalada no sistema, consequência da operacionalidade dos sistemas eólicos implementados.

4.4 Caso c)

Neste caso de estudo é analisado o impacto de sistemas eólicos *offshore* na RS. As diferenças que se encontram nesta situação, comparativamente ao caso b), prende-se com a capacidade do parque, sendo este de considerada potência nominal (500MW), e como referido anteriormente, pela capacidade de aborção de potência reativa. Este aspecto técnico é o mais relevante para este estudo, uma vez que, desde o momento de ligação do parque eólico, a capacidade de geração e aborção de potência reativa disponível é equivalente à nominal do parque, correspondente a 30% da potência instalada.

Os incrementos de potência no parque eólico são realizados da mesma forma que no caso *onshore*, ligando, em cada etapa, um número de aerogeradores com capacidade de geração de determinada potência ativa que maximize a potência nominal do sistema sem prejuízo dos limites de frequência. Tal como foi referido anteriormente, tratando-se de um sistema *offshore*, as condições de vento são melhores tendo-se então admitido que o parque eólico pode ter uma geração de potência equivalente a 70% da potência instalada.

O injecter dinâmico que modeliza o comportamento deste sistema eólico encontra-se ligado ao barramento 12 da rede elétrica criada.

À semelhança do que acontece no caso a), pretende-se que este parque eólico seja inicializado o mais cedo possível, permitindo que os potenciais benefícios que este sistema possa trazer ao processo de RS, sejam desde logo aproveitados.

De seguida, na tabela 4.9 é demonstrado o procedimento de reposição implementado neste caso de estudo.

Tabela 4.9: Sequência de operações para a RS

Tempo (s)	Evento	Tempo (s)	Evento
0	Energização do transformador 1-3	1920	Aumento de potência na carga 22
1200	Inicialização de <i>Gen1</i>	1960	Aumento de potência em <i>E12</i>
1240	Fecho da linha 3-9	1990	Aumento de potência em <i>E12</i>
1280	Fecho da linha 13-9	2030	Fecho da linha 13-17
1320	Aumento de potência na carga 14	2070	Aumento de potência na carga 18
1360	Aumento de potência na carga 10	2110	Fecho da linha 3-4
1400	Aumento de potência na carga 14	2150	Aumento de potência na carga 5
1440	Aumento de potência na carga 10	2190	Aumento de potência em <i>E12</i>
1480	Aumento de potência na carga 14	2220	Aumento de potência em <i>E12</i>
1540	Inicialização de <i>Gen2</i>	2250	Aumento de potência na carga 5
1580	Fecho da linha 9-11	2290	Aumento de potência na carga 22
1620	Inicialização de <i>E12</i>	2330	Aumento de potência na carga 10
1650	Aumento de potência em <i>E12</i>	2370	Aumento de potência na carga 20
1680	Aumento de potência em <i>E12</i>	2410	Aumento de potência na carga 18
1720	Aumento de potência na carga 12	2450	Aumento de potência na carga 20
1760	Aumento de potência na carga 12	2490	Inicialização de <i>Gen3</i>
1800	Fecho da linha 13-19	2530	Fecho da linha 13-15
1840	Aumento de potência na carga 20	2570	Aumento de potência na carga 16
1880	Fecho da linha 19-21	2630	Aumento de potência na carga 22

Os incrementos de potência no sistema eólico implementado, aqui designado como *E12*, podem ser analisados na tabela 4.10.

Tabela 4.10: Incrementos de potência em *E12*

Tempo (s)	1620	1650	1680	1920	1990	2190	2220
Incremento (MW)	12	14	14	18	14	18	14
Total (MW)	12	26	40	58	72	90	104

Os valores dos incrementos de potência variam em cada etapa, de maneira a não ultrapassar o limite máximo da frequência. A figura 4.15, ilustra a variação desta variável ao longo do procedimento adotado. Como acontece no caso b), a sequência de operações até ao momento em que a unidade *Gen2* fica operacional é igual ao caso a), isto porque a linha 9-11 apresenta um comprimento considerável, traduzindo-se na produção/geração de uma grande quantidade de energia reativa, algo que o sistema não tem capacidade de absorver neste estado do processo.

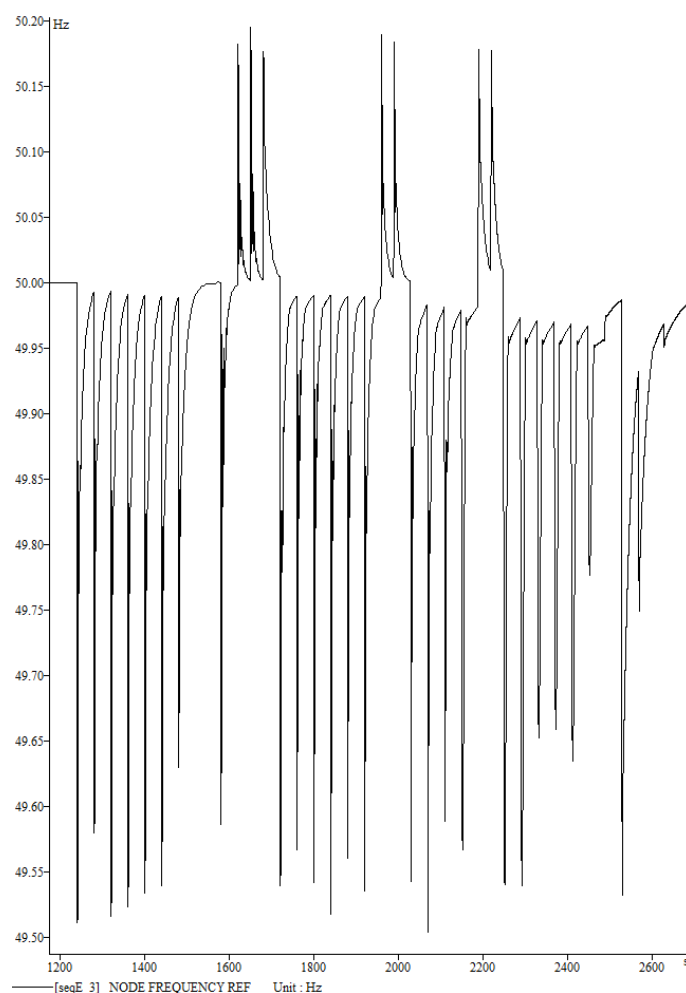


Figura 4.15: Variação da frequência

Depois de *Gen2* ficar operacional energiza-se a linha que coneta o parque eólico *E12* ao sistema, permitindo assim a sua inicialização e os sucessivos incrementos de potência.

De seguida, na figura 4.16, encontra-se a variação da injeção de potência ativa do sistema eólico ao longo do processo de RS, analisando-se em detalhe o comportamento deste relativamente à variação da frequência e a respectiva resposta em potência ativa, na janela temporal entre os 1720s e 1810s.

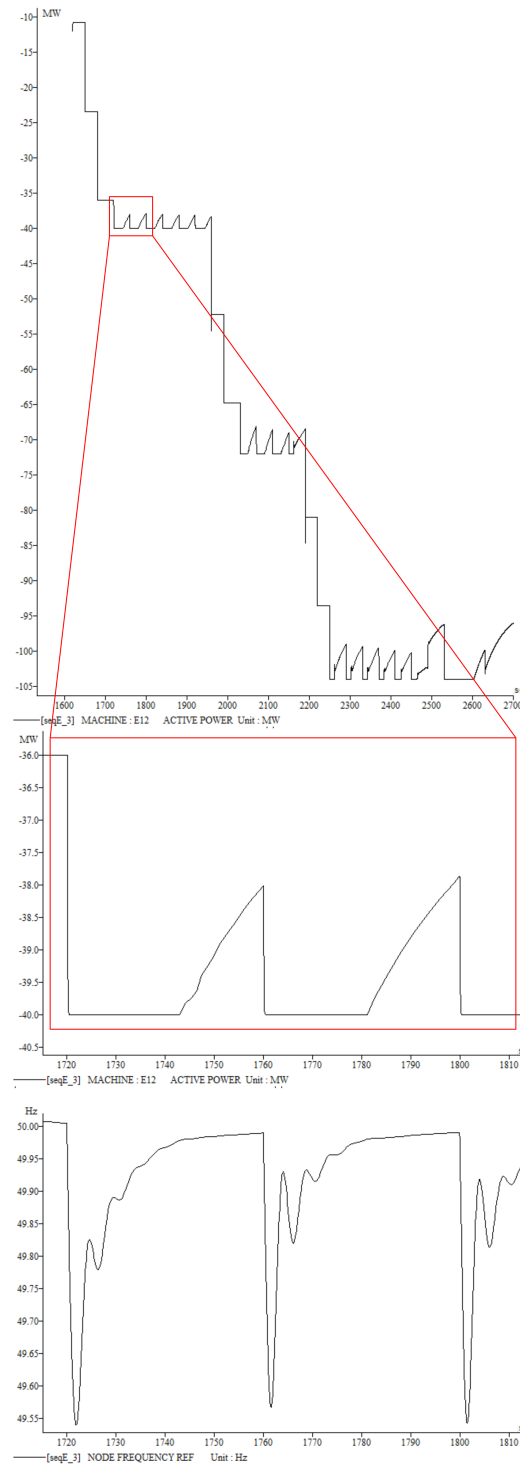


Figura 4.16: Pormenor da potência ativa injetada pelo sistema E12

Verificando a figura 4.16, é notório que aos 1720s, quando existe um aumento de potência na carga 12, o sistema eólico responde rapidamente à descida de frequência, injetando a potência nominal disponível naquele instante (40MW). Quando a frequência tende para o valor nominal, o parque *E12* vai diminuindo a potência ativa fornecida ao sistema de modo a criar o *deload* estabelecido de 10%, até que novo incremento na carga seja efetuado, voltando a repetir-se o evento de declínio de frequência e sucessivo aumento de injeção de potência ativa.

A capacidade de absorção de potência reativa do sistema *E12* é, desde o momento de ligação, equivalente a 30% da potência instalada, o que corresponde a 150Mvar. Esta absorção de potência é feita consoante a tensão no barramento 12, onde o parque eólico se encontra ligado. Observe-se a figura 4.17.

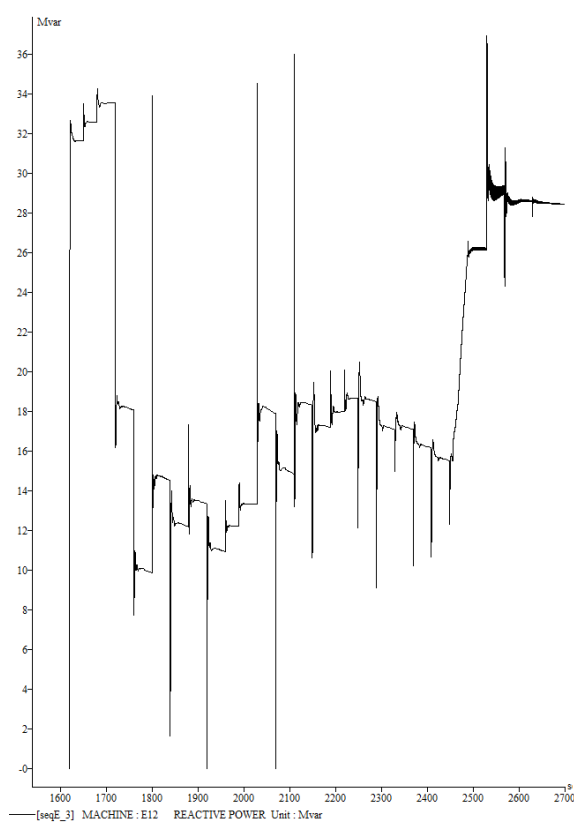


Figura 4.17: Potência reativa do sistema eólico *E12*

Os valores de absorção de potência reativa não são significativos, uma vez que a tensão neste barramento não atinge grandes magnitudes.

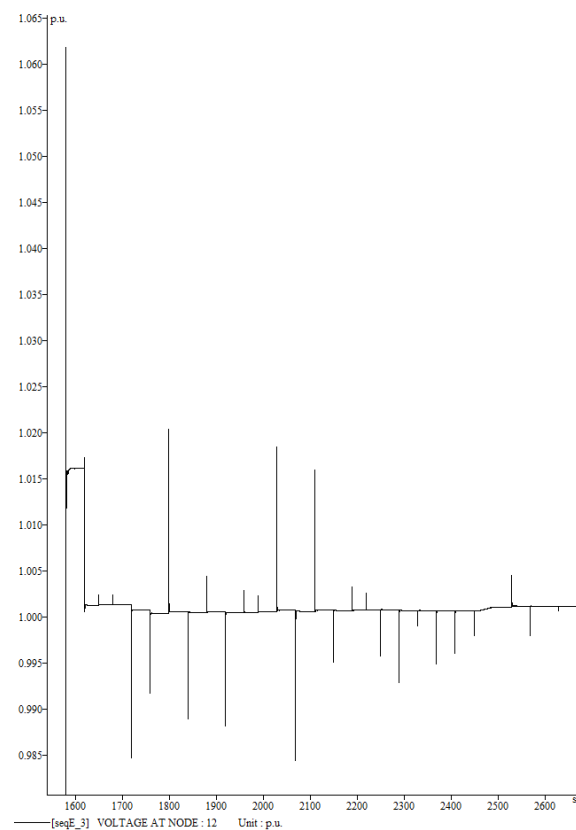


Figura 4.18: Tensão no barramento 12

A tensão no barramento 12 não sofre grandes variações, ao contrário do que acontece quando a linha 9-11 é ligada, em que se verifica uma maior variação dessa variável. Assim que o sistema eólico entra em regime de operação, a tensão deste barramento é eficazmente regulada através da absorção de potência reativa por *E12*.

Os aumentos de potência no sistema eólico modelizado não são realizados numa só sequência, isto devido à necessidade de alimentar as cargas do sistema o mais rápido possível, sendo este um dos objetivos principais para a RS do sistema, assim, é realizado três sequências de aumentos de potência no sistema, entre os quais é fornecida potência às cargas operacionais do sistema, na proporção máxima possível e sem haver infração dos limites de frequência.

As linhas de transmissão do sistema foram conetadas sem ordem específica, restando apenas a linha 13-15 por ligar, antes da unidade de geração *Gen3* ficar operacional.

A variação de potência ativa e reativa das unidades de geração convencional do sistema pode ser vista nas figuras 4.19 e 4.20.

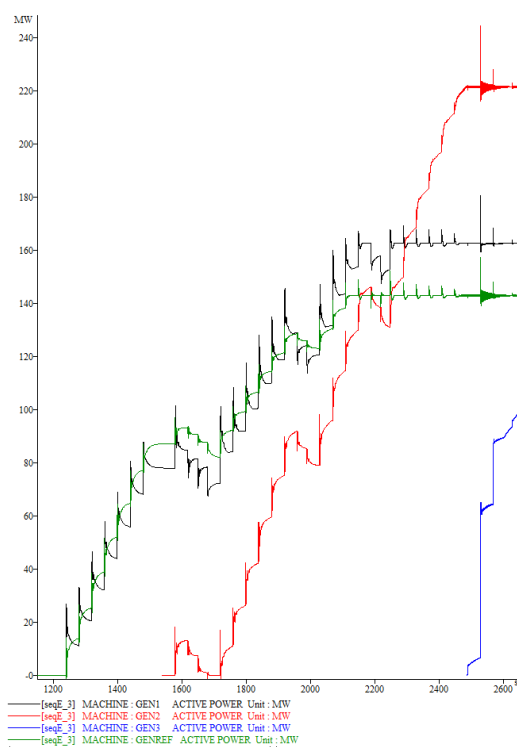


Figura 4.19: Potência ativa das unidades de geração convencional

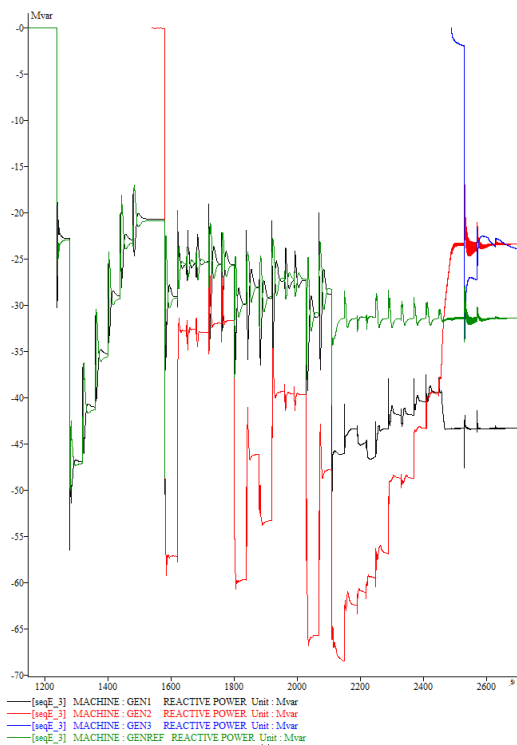


Figura 4.20: Potência reativa das unidades de geração convencional

Como se pode analisar a partir da figura 4.19, a potência ativa gerada sofre sucessivas diminuições em todas as unidades operacionais sempre que haja uma sequência de incrementos de potência no sistema eólico *E12*. É importante referir que apesar de as unidades *GenRef*, *Gen1* e *Gen2*, em instantes diferentes do processo, atingirem a potência nominal, existe pelo menos uma unidade operacional com capacidade de geração ao longo de todo o processo, podendo esta realizar a manutenção da frequência do sistema.

Na figura 4.20 é possível ver-se a ligação das linhas de transmissão, uma vez que as unidades de geração absorvem rapidamente a potência reativa criada. No momento 1580s, logo depois de a unidade *Gen2* estar operacional, a linha 9-11 é colocada em serviço, fazendo com que esta unidade absorva uma grande quantidade de potência reativa, sendo depois notório o momento que o sistema eólico fica operacional, absorvendo parte desta potência. Na tabela 4.11 a seguir, é exposto todos os incrementos de potências realizados ao longo do procedimento de RS.

Tabela 4.11: incrementos de potência nas cargas

Tempo (s)	Carga	Potência ativa (MW)	Potência reativa (Mvar)
1240	10	25	10
1280	14	20	8
1320	14	25	10
1360	10	25	10
1400	14	25	10
1440	10	25	10
1480	14	20	2
1580	12	25	10
1720	12	35	14
1760	12	30	6
1800	20	30	12
1840	20	35	14
1880	22	30	12
1920	22	35	12
2030	18	35	12
2070	18	40	16
2110	5	30	14
2150	5	25	10
2250	5	35	6
2290	22	20	6
2330	10	15	0
2370	20	15	4
2410	18	15	2
2450	20	10	0
2530	16	65	26
2570	16	25	4
2630	22	5	0

4.5 Análise dos resultados

A importância deste trabalho está na análise dos resultados obtidos no que diz respeito à RS para os três casos de estudo, relativamente aos objetivos principais enunciados, designadamente, a minimização do tempo total de reposição e maximização de cargas alimentadas durante o processo, alimentando os consumidores presentes no SEE o mais rápido possível.

Na exposição dos resultados, para cada caso de estudo, em que se justificou os procedimentos adotados e a evolução das variáveis mais importantes do sistema, não foi feito qualquer comparação dos valores de cargas repostas no tempo ou relativamente ao tempo total do processo. Nesta seção pretende-se expor de uma forma sintética estes aspectos associados a cada caso de estudo, fazendo uma breve análise comparativa entre cada um deles.

4.5.1 Tempos de reposição

O tempo de reposição de cada caso de estudo, é considerado equivalente ao último procedimento do processo de RS, que em todos os casos diz respeito a um incremento de potência numa carga do sistema. Como foi admitido inicialmente, é considerado que as cargas do sistema estão repostas quando é atingido uma potência em cada carga correspondente a 90MW e 30Mvar.

Assim, sinteticamente, os tempo da RS para cada caso são:

- Caso a) - 44 minutos e 40 segundos (2680s).
- Caso b) - 44 minutos e 40 segundos (2690s).
- Caso c) - 43 minutos e 50 segundos (2630s).

O processo de reposição que leva menos tempo, de modo a repor o sistema elétrico nas condições estabelecidas, é o caso c), correspondente à rede elétrica com integração de produção eólica *offshore*.

Contudo, os tempos de RS não diferem muito entre si, sendo no caso b), maior em 10 segundos em relação ao caso base, e no caso c) menor 50 segundos. A razão pela qual, nos casos de estudo em que a geração eólica se encontra integrada no processo, não é sentida uma diferença significativa na diminuição de tempo do procedimento, deve-se ao facto da necessidade de inicialização dos sistemas eólicos e tempo mínimo entre os vários incrementos de potência. Isto implica um tempo de manobras na rede que podia ser utilizado para reposição das cargas do sistema, no sentido de alimentar mais consumidores mais cedo. No entanto, depois de integrar estes sistemas na rede, é possível alimentar as cargas com uma potência superior, o que acaba por compensar o tempo total.

4.5.2 Reposição das cargas no sistema

Quando o processo de RS se encontra concluído, a carga total do sistema repostada é de 720MW e 240Mvar. Nos gráficos a seguir é demonstrado a comparação entre o caso base e os restantes,

através de dois gráficos comparativos que mostram a evolução da reposição das cargas ao longo do tempo. Admitiu-se uma escala temporal igual para os três casos, sendo apresentado a potência nas cargas em tempos mínimos de 30 segundos.

Na figura, é apresentado a comparação entre o caso a) e o b), relativamente à potência ativa fornecida às cargas do sistema.

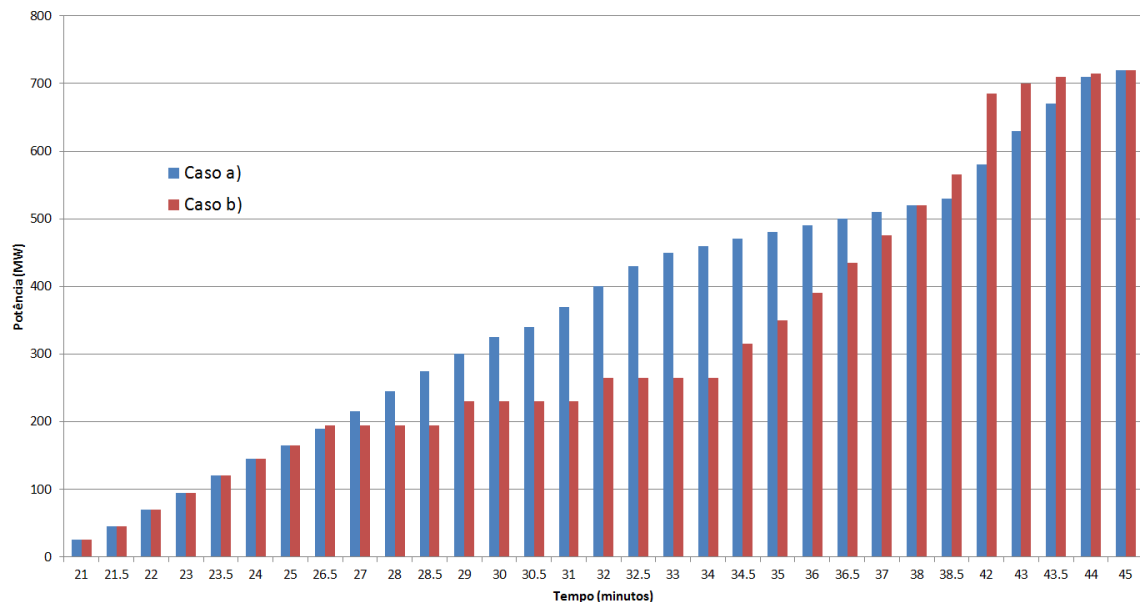


Figura 4.21: Gráfico de comparação entre os casos a) e b)

Como é se pode verificar, existe uma diferença clara no valor das cargas alimentadas nos dois casos, entre os minutos 27 e o 38, devendo-se à necessidade de ser implementado uma sequência de incrementos de potência nos parques eólicos. A partir do minuto 38, é possível fornecer potência ativa às cargas do sistema de uma forma mais brusca, uma vez que o sistema apresenta uma maior potência nominal e consecutiva capacidade para manutenção do perfil de frequência, ou seja, a variação desta variável para um aumento de potência nas cargas é traduzido num menor declínio do seu valor nominal.

Assim, quando os sistemas eólico se encontram em funcionamento, a carga é rapidamente reposta, como podemos ver na figura 4.21, sendo notório o crescimento do valor da potência fornecida às cargas, partir do minuto 34. Comparativamente ao caso base, o valor das cargas alimentadas passa a ser superior ao minuto 38, estando nesse instante praticamente concluído o processo, salvo ligeiros incrementos nas cargas.

De seguida é analisado a figura 4.22, que apresenta um gráfico comparativo entre o caso base e o c), respeitante ao sistema com produção eólica *offshore* integrada.

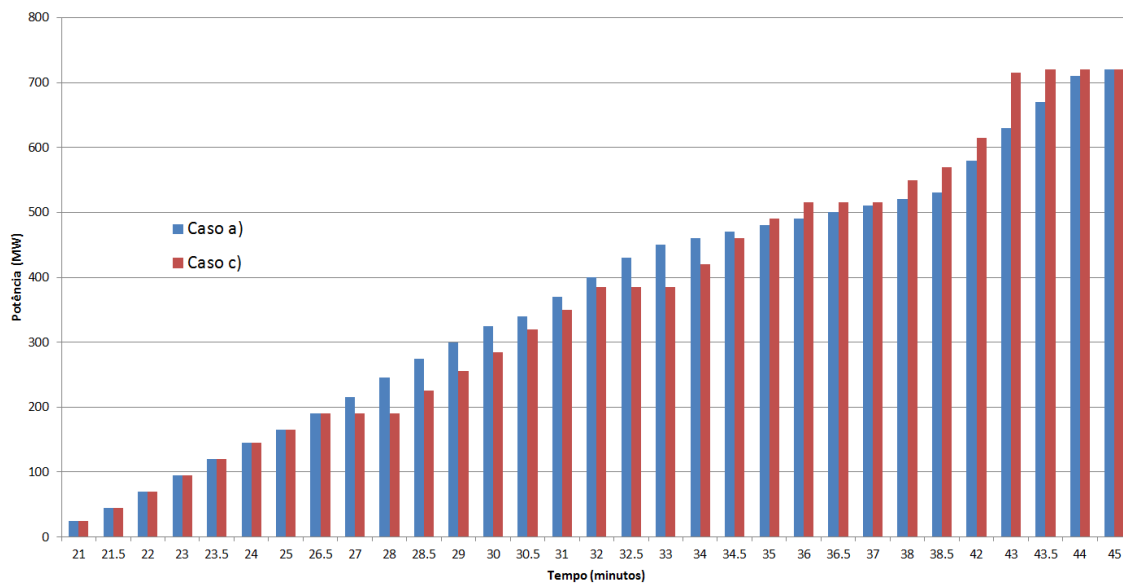


Figura 4.22: Gráfico de comparação entre os casos a) e c)

Na figura 4.22, verifica-se que a diferença entre o valor da potência alimentada às cargas entre os dois casos não é tão grande, sendo que, como dito anteriormente, os incrementos de potência no parque foram realizados intercalando os aumentos de potência nas cargas consoante as possibilidades do sistema, o que leva a uma maximização da energia fornecida. Contudo, entre os minutos 27 e 35, no caso base a quantidade de potência nas cargas é superior, devido aos referidos incrementos de potência no parque. A partir dos 35 minutos, em termos de maximização da quantidade de energia fornecida às cargas, o caso c) tem vantagem, conseguindo atingir o valor proposto de potência fornecida mais cedo.

4.6 Conclusão

Através dos resultados obtidos nas simulações comprovou-se o comportamento adequado dos modelos de controlo implementados nas unidades de geração convencionais, nomeadamente, os modelos de regulação de tensão e velocidade assim como o limitador de sub-excitação, fornecendo a todos os instantes uma fiel aproximação do comportamento que este tipo de geração apresenta na realidade. Nos sistemas eólicos, o modelo que rege a resposta destes, tem o comportamento desejado, permitindo com segurança tirar conclusões preciosas no âmbito do problema analisado.

As simulações realizadas permitem fazer um boa comparação entre os vários casos de estudo, uma vez que em todos os casos procurou-se dentro das considerações feitas, otimizar da melhor forma possível todo o processo de RS, de forma que se retirem resultados válidos que possam produzir conclusões com significado científico.

Com a integração de sistemas de produção eólica na RS, é possível durante o processo um controlo dos perfis de tensão e frequência do sistema por parte destes sistemas, o que num procedimento deste tipo é uma mais valia fundamental. A inclusão de geração eólica nos casos de

estudo permite que a potência nominal do sistema seja superior, fornecendo mais estabilidade e robustez ao SEE, que é imprescindível numa tarefa desta magnitude, permitindo repor as cargas do sistemas mais rapidamente.

Apesar dos resultados obtidos não traduzirem melhorias significativas para os processos de reposição do SEE analisado, é possível tirar várias elações importantes das simulações que integram a geração eólica no processo de reposição.

A capacidade de manutenção da frequência e tensão da rede que estes sistemas apresentam quando integram a processo é uma mais valia em qualquer SEE, sendo que, como podemos ver nos resultados apresentados em cada caso, as possibilidades de operações durante o processo são mais vastas, eliminando algumas limitações que existem no caso base de estudo.

Analisando o caso com integração de geração eólica *offshore*, o facto de este tipo de sistemas apresentarem desde o momento em que se encontram operacionais e conetadas ao SEE, uma grande capacidade de absorção de energia reativa, elimina os problemas relacionados com o balanceamento de energia reativa na rede, assim como um controlo eficaz das tensões no barramento no qual se encontra conetado e consecutivamente no resto do sistema.

Os resultados obtidos com este tipo de simulação, estão fortemente dependentes da rede de estudo. Como a rede eléctrica analisada não apresenta grandes dimensões nem grau de complexidade, os efeitos da integração da geração eólica na RS, com as características enunciadas, não tem o impacto que potencialmente podem apresentar. Numa rede com grandes dimensões e complexidade, com grande número de componentes, a dificuldade de análise e desenvolvimento de um plano de RS é significativamente maior. Com a integração no processo de sistemas eólicos com as capacidades enumeradas neste estudo, os benefícios sentidos com a participação deste tipo de geração, serão definitivamente maiores numa rede deste género.

Capítulo 5

Conclusões e perspectivas futuras

5.1 Conclusão

Este trabalho aborda um problema bastante pertinente nos dias de hoje, uma vez que devido à elevada integração de produção dispersa, os sistemas elétricos encontram-se num estado de operação em que as unidades de geração convencionais têm cada vez menor peso na geração que consta da produção base, relevando a importância que os sistemas de carácter renovável e produção de menor potência nominal apresentam para suportar estrutura do SEE que asseguram a robustez do serviço, com capacidade para manutenção dos serviços do sistema. Esta evolução em termos de direcionamento da responsabilidade da produção leva a descomissionamento das unidades de geração que como foi explícito, ainda apresentam nos dias de hoje, a melhor capacidade para regulação dos parâmetros fundamentais do sistema eléctrico.

O descomissionamento destas unidades de geração de grande potência, sendo estas do tipo térmico, nuclear entre outros tipos que fazem uso de recursos de carácter não endógenos, é impulsionado por metas regulamentares impostas por várias entidades de vários setores, resultando na maximização da utilização de unidades de produção renovável.

A grande integração de unidades de geração caracterizadas pela variabilidade do recurso primário, como é o caso da geração eólica, com tecnologias avançadas de conversão e controlo da energia gerada levam a que exista a necessidade de desenvolver soluções de exploração da capacidade destes sistemas de modo a, ativamente e significativamente, participarem na manutenção das variáveis críticas do sistema eléctrico.[39]

No caso do desenvolvimento de um plano de reposição, que otimiza o processo tirando partido dos recursos operacionais do sistema, isto pode levantar problemas, já que para este tipo de tarefas é necessário que as unidades de geração tenham capacidade de regulação das variáveis do sistema. Numa situação em que as unidades de gerações convencionais, não estivessem integradas no sistema na situação pré-defeito, a utilização destas leva a um tempo elevado de inicialização, sendo feito um arranque a frio (*cold-restart*), que aumenta significativamente o tempo de inicialização destas e consequentemente o tempo global de RS. Assim, a importância de explorar e dotar

a geração renovável e sistemas produtores não convencionais com participação da manutenção da tensão e frequência do sistema torna-se um problema atual de grande relevância.

A reposição em serviço é uma tarefa importantíssima, sendo que desde cedo se começou a investigar intensamente o tema, de modo a ter uma compreensão vasta sobre os aspectos relativos a um processo desta magnitude, com o possíveis problemas e limitações integradas neste procedimento que condicionam significativamente as condições de operabilidade do SEE. Assim, nas várias estratégias desenvolvidas que permitem criar um plano eficaz de reposição, a utilização de sistemas eólicos não é integrada no processo, visto ser considerado um tipo de geração com uma imprevisibilidade associada e com baixa capacidade de fornecimento de serviços de sistema.

Com o grande desenvolvimento tecnológico em virtude de uma melhoria destes aspectos, e não só, é neste momento possível fazer uma utilização mais abrangente destes sistemas de modo a participarem nos serviços de sistema e como neste caso de estudo se analisa, participarem ativamente na reposição do serviço, independentemente das condições do recurso renovável que podem levar a um maior ou menor quantidade de potência gerada, como se pode ver no caso de estudo com integração de geração eólica *offshore*.

A utilização deste tipo sistemas eólicos, tem tido um vasto crescimento sendo alvo de grande quantidade de investimentos e planos futuros de implementação, aproveitando da melhor maneira o recurso extremamente abundante que é o vento e otimizando a área espacial de produção eólica, permitindo uma descentralização de geração com a qualidade de geração e integração da potência produzida no sistema com características bastante favoráveis.

Os benefícios que este tipo de geração apresenta na inclusão do processo de reposição são variados, sendo que os mais interessantes de serem realçados prendem-se com facto da acrescida capacidade de absorção de energia reativa, ajudando significativamente na manutenção e balanço desta em todas as etapas do processo, que como foi demonstrado, pode ser um fator bastante limitativo durante o processo. Neste aspecto, os sistemas eólicos *offshore* apresentam uma vantagem importantíssima sobre a geração *onshore*, nomeadamente, na grande capacidade de absorção de energia reativa que estes sistemas apresentam, resultado do conversor DC/AC de grande potência que tem funcionalidades parecidas com um STATCOM, respondendo rapidamente às necessidades da rede, fornecendo ou absorvendo energia reativa em grandes quantidades.

Esta tecnologia permite que o sistema eólico esteja num regime de funcionamento em que não há geração(ou absorção) de potência ativa mas esteja a absorver, ou a gerar, a potência reativa nominal. Este aspecto técnico é uma grande vantagem que deve ser levada em conta, possibilitando fazer desde o momento de conexão com o sistema, um controlo dos níveis de potência reativa do sistema sem que haja o problema da determinação das condições de vento no momento. No sistemas *onshore* à medida que cada conjunto de aerogeradores do parque é operacionalizado, a capacidade de absorção de potência reativa é aumentada na mesma proporção, sendo que a diferença nestes sistemas encontra-se na individualização dos conversores em cada turbina ao contrário da situação *offshore* em que existe apenas um conversor de grande potência nominal, suficiente para a totalidade dos aerogeradores.

Os casos de estudo que foram definidos, têm em conta uma situação base, em que nenhum

tipo de sistema eólico é utilizado para a reposição em serviço do sistema, fornecendo assim um conjunto de resultados que são utilizados para realizar uma comparação com os restantes casos, mostrando da melhor maneira o impacto que a integração da geração eólica apresenta no processo de reposição.

Os resultados obtidos, permitiram tirar várias conclusões relativamente aos benefícios globais da utilização destes sistemas na tarefa de reposição, assim como a limitação no que diz respeito ao aproveitamento das potenciais capacidades e benefícios que estes sistemas apresentam. As limitações que podem de uma maneira geral, limitar a otimização das potencialidades destes sistemas, estão relacionadas com os limites superiores da frequência, levando a que a injeção da potência no sistema seja realizada em pequenos incrementos, o que por sua vez se traduz num aumento do tempo global de reposição e consequente atraso na alimentação das cargas do sistema. Este tipo de limitação, pode ser minimizada quando o tempo de inicialização das unidades de geração convencional se aproxima da realidade, ou seja, quando os tempos de inicialização são bastante superiores, o que leva a que no caso base de estudo, se tenha grandes tempo de espera, sem que haja possibilidade de realizar operações até que as unidades entrem em serviço. Este aumento de tempo de inicialização leva a que as cargas do sistemas demorem mais tempo a serem repostas na totalidade, sendo que, no caso em que existe geração eólica, os incrementos de potência nestes sistemas permitem alimentar todas as cargas, e num caso favorável em que as condições de vento potenciem estes sistemas, a necessidade de a geração convencional restante entrar em serviço pode ser mitigada.

O programa de simulação ao qual se recorreu para modelizar os componentes integrantes da rede, e realizar as simulações do procedimento de reposição do serviço para os três casos de estudo, assegurou ser uma ferramenta eficaz com grande potencialidade para todo o tipo de simulações e análise das numerosas variáveis do sistema. Permitiu fazer uma aproximação do sistema desenvolvido, dentro das possibilidades concedidas, a uma situação o mais realista possível, resultando numa fiável extrapolação dos resultados com um grau bastante razoável de significado científico.

5.2 Perspectivas Futuras

No estudo desenvolvido, existem bastantes aspectos com potencial para serem melhorados, no sentido de fazer um estudo mais completo da integração destes sistemas no processo de reposição e uma complementação de modelos desenvolvidos que possam recriar da melhor forma o comportamento real de um SEE e os seus componentes. De seguida será exposto sinteticamente, possíveis implementações e melhoramentos ao trabalho já desenvolvido.

- A rede elétrica de teste criada para realizar as simulações dos casos de estudo não tem o grau de complexidade que potencialmente é necessário para estudar com profundidade o processo de RS. Assim, um estudo com a mesma metodologia de análise, utilizando uma rede real que pode ser implementada no programa de simulação, pode trazer maior impacto e significância nos resultados.

- A modelização realista de componentes que normalmente integram os sistemas elétricos, que não foram neste estudo testados, pode ser implementados, como por exemplo, transformadores e auto-transformadores com regulação em carga. Mais relevante ainda, é a modelização completa do comportamento de todo o sistema eólico e as suas variáveis, nomeadamente, o aerogerador utilizando a configuração PMSG com conversão integral, para diferentes situações de potência nominal (variação do recurso primário), assim como uma modelização completa do sistema de transmissão em HVDC-VSC.
- Os tempos de inicialização das unidades de geração convencionais, assim como tempo entre manobras na rede e incrementos de potência nos sistemas eólicos, podem ser alterados de maneira a ficar mais próximo da realidade, utilizando unidades de geração para as quais se tenha informação, nos vários estados da unidade (*hot-start* ou *cold-restart*), dos tempos de inicialização.
- As operações definidas no programa partem de certas suposições do estado da rede, sendo que uma análise do procedimento de reposição, quando parte de rede se encontra fora de serviço devido a avarias técnicas, pode ser realizada criando vários procedimentos e respectivas análises para que haja alternativas caso o plano definido não possa ser cumprido. A implementação e teste de procedimentos de reposição envolvendo estratégias de reposição do tipo *Build-down* ou *Build-up*, podem ser analisados de maneira a tirar conclusões sobre o melhor procedimento.
- Relativamente ao modo como incrementos de potência são realizados nos sistemas eólicos e nas cargas, pode-se adotar uma solução mais realista, sendo estes incrementos realizados de uma forma rampeada, impedindo que estas variações sejam instantâneas.

Anexo A

A.1 Esquemas de inicialização do *Eurostag*

Neste anexo constam os esquemas de inicialização dos modelos desenvolvidos no *EUROSTAG*.

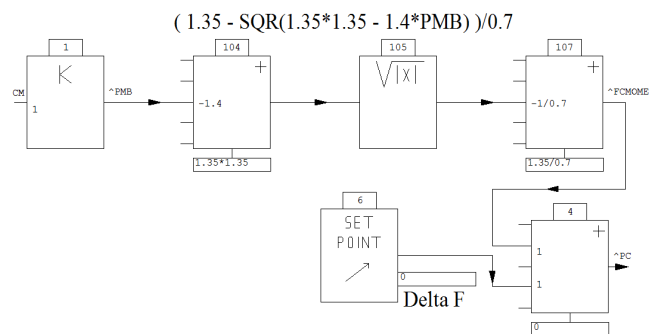


Figura A.1: Esquema de inicialização do modelo GoverHyd

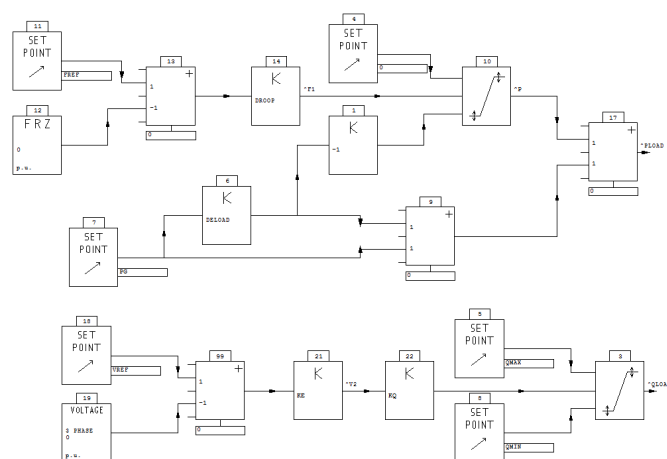


Figura A.2: Esquema de inicialização do modelo PLOAD e QLOAD

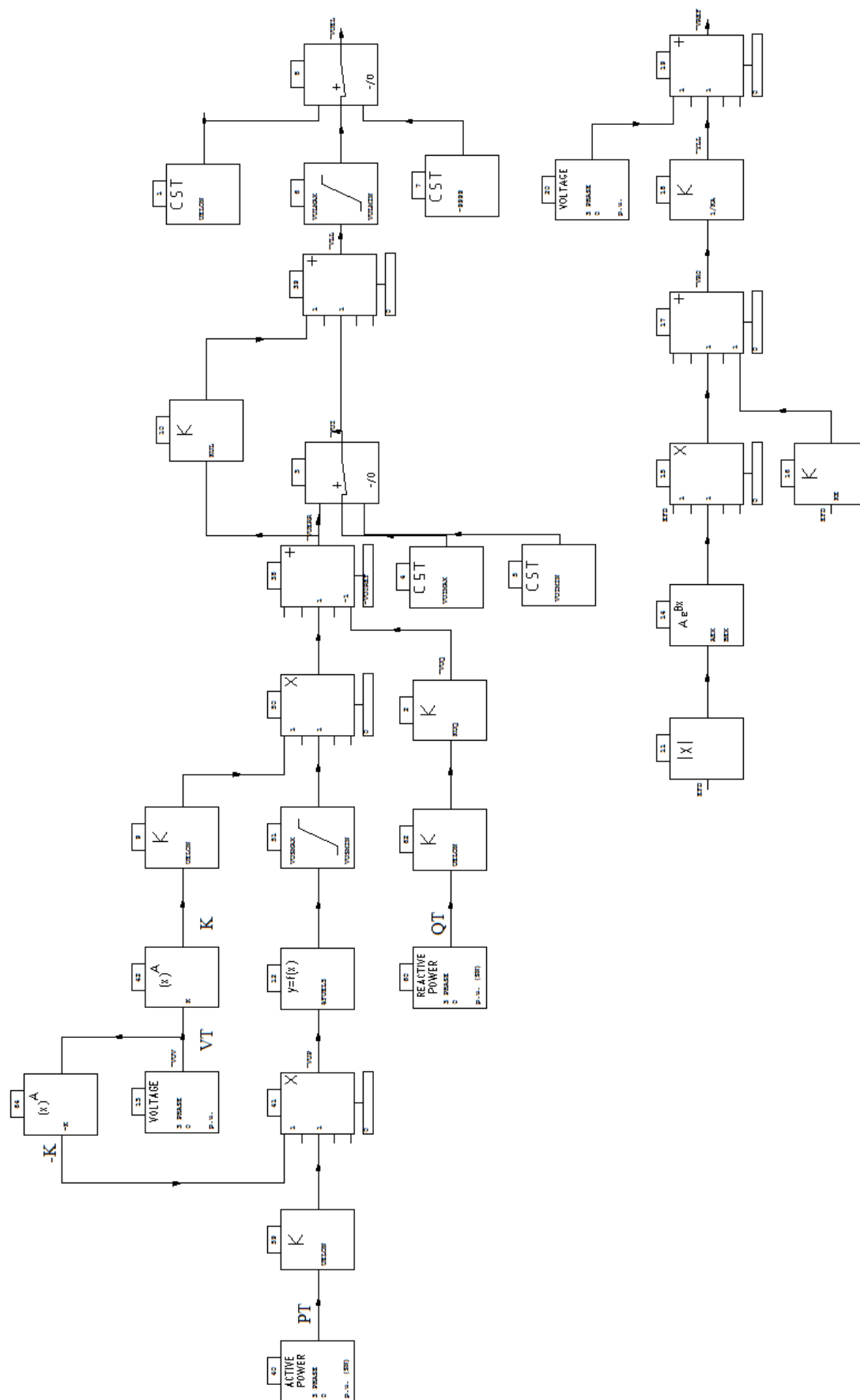


Figura A.3: Esquema de inicialização do modelo DC1A e UEL2

A.2 Parâmetros dos modelos

Tabela A.1: Parametros do modelo UEL2 e DC1A

Variável	Função	AEX	BEX	K	KA	KE
Valor	Tabela 3.1	0.0033	1.3	0	400	-0.017
Variável	KF	KUI	KUL	KUQ	TA	TB
Valor	0.04	0.5	0.8	1	0.05	1
Variável	TC	TE	TF	TU1	TU2	TU3
Valor	1	0.95	1	0.0001	0.0001	0.0001
Variável	TU4	TUP	TU1	TUV	UELON	VRMAX
Valor	0.0001	5	0.0001	5	1	3.5
Variável	VRMIN	VU0REF	VUIMAX	VULMAX	VULMIN	VUSMAX
Valor	-3.5	0	18	0	18	2

Tabela A.2: Parâmetros dos modelos PLOAD e QLOAD

Variável	Deload	Droop	FREF	KE
Valor	-0.1	-20	1	1
Variável	KQ	PG	QMAX	QMIN
Valor	-50	-0.1	0.03	-0.03
Variável	T	T2	TE	VREF
Valor	0.2	0.05	0.05	1

Tabela A.3: Parâmetros do modelo Gover

Variável	B	FREF	KI	PMAX	PMIN	TB	TH
Valor	0.05	1	1	1	0	0.2	0.25

Tabela A.4: Parâmetros do modelo GoverHyd

Variável	FREF	KI	KP	TC	TCE1	TCE2	VF	VO
Valor	1	1.1	3	0.3	0.5	1	0.045	0.04

A.3 Tensões dos casos de estudo

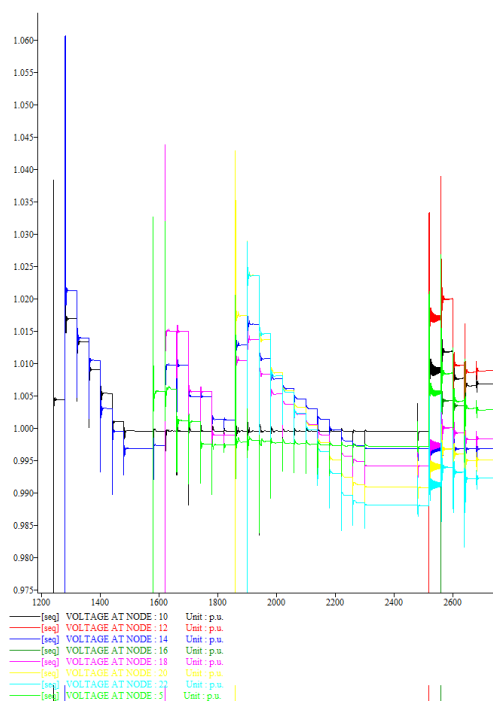


Figura A.4: Tensões do sistema para o caso a)

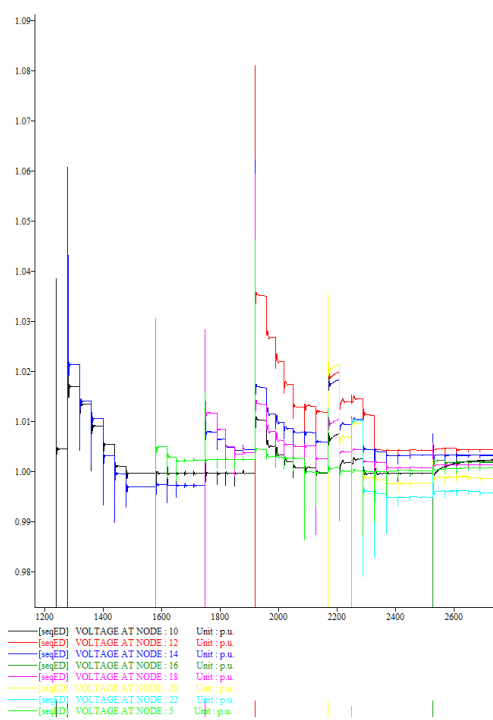


Figura A.5: Tensões do sistema para o caso b)

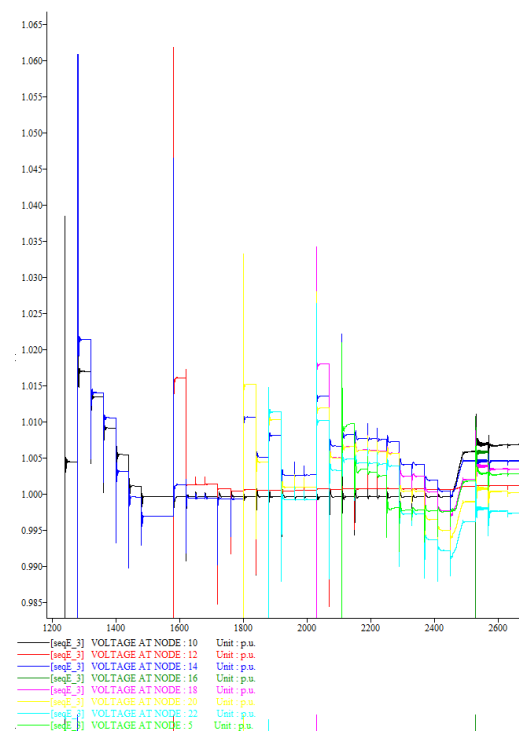


Figura A.6: Tensões do sistema para o caso c)

Referências

- [1] P. Kundur. *Power System Stability And Control*. EPRI power system engineering series.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, e V. Vittal. Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3):1387–1401, 2004. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [3] Luís Miguel Lopo dos Santos Seca. Estudo de estratégias de funcionamento em rede isolada e reposição de serviço em redes de distribuição com elevada componente de produção distribuída. Tese de mestrado, FEUP.
- [4] Carlos Coelho Leal Moreira. *Identification and development of microgrids emergency control procedures*. Tese de doutoramento, FEUP.
- [5] João Filipe Glória de Jesus. High voltage direct current voltage source converters (hvdc vsc). Tese de mestrado, IST.
- [6] M. Adibi, P. Clelland, L. Fink, H. Happ, R. Kafka, J. Raine, D. Scheurer, e F. Trefny. Power system restoration - a task force report. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2(2):271–277, 1987. doi:10.1109/TPWRS.1987.4335118.
- [7] M.M. Adibi. *Power system restoration: methodologies & implementation strategies*. IEEE Press series on power engineering.
- [8] M.M. Adibi e R.J. Kafka. Power system restoration issues. *Computer Applications in Power, IEEE*, 4(2):19–24, 1991. doi:10.1109/67.75871.
- [9] M.M. Adibi e L.H. Fink. Power system restoration planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(1):22–28, 1994. doi:10.1109/59.317561.
- [10] J.N. Jiang, Zuping Zhang, Mingtian Fan, G. Harrison, Chenxi Lin, M. Tamayo, e V. Perumalla. Power system restoration planning and some key issues. Em *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, páginas 1–8, 2012. doi:10.1109/PESGM.2012.6344934.
- [11] Miguel Fernando Martins Costa Gomes. Controlo inercial em geradores eólicos equipados com máquina síncrona de velocidade variável. Tese de mestrado, FEUP.
- [12] The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36(7):1887 – 1901, 2011. doi:10.1016/j.renene.2011.01.002.
- [13] Fernanda de Oliveira Resende. Evolução tecnológica dos sistemas de conversão de energia eólica para ligação à rede. *e-LP Engineering and Technology Journal vol. 2 (2011)*, 2011.

- [14] IEA-International energy agency. global wind statistics 2012. URL: <http://www.iea.org/acedidoem29/05/2013>.
- [15] ENERCON. Enercon product overview. acedido em 28/05/2013. URL: http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_PU_en.pdf.
- [16] Smaller and lighter 10 mw wind turbines may be on the horizon. acedido em 28/05/2013. URL: http://www.nawindpower.com/e107_plugins/content/content.php?content.10990.
- [17] GWEC-Global wind energy council. Global wind statistics 2012, February 2013.
- [18] Understanding coefficient of power (cp) and betz limit. acedido em 30/05/2013. URL: http://learn.kidwind.org/sites/default/files/betz_limit_0.pdf.
- [19] T. Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Wiley, 2005.
- [20] L. Mihet-Popa, F. Blaabjerg, e I. Boldea. Wind turbine generator modeling and simulation where rotational speed is the controlled variable. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 40(1):3–10, 2004. doi:10.1109/TIA.2003.821810.
- [21] F. Blaabjerg e Z. Chen. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. G - Reference, Information and Interdisciplinary Subjects Series. Morgan & Claypool Publishers, 2006.
- [22] H. Li e Z. Chen. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *Renewable Power Generation, IET*, 2(2):123–138, 2008. doi:10.1049/iet-rpg:20070044.
- [23] F. Iov, M. Ciobotaru, e F. Blaabjerg. Power electronics control of wind energy in distributed power systems. Em *Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008. 11th International Conference on*, páginas XXIX–XLIV, 2008. doi:10.1109/OPTIM.2008.4602332.
- [24] Abel António de Azevedo Ferreira. Sistema de produção de energia eólica. Tese de mestrado, FEUP.
- [25] D.P Kadam e B.E. Dr. Kushare. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IJESAT International Journal of Engineering Science and Advanced Technology*, 2012.
- [26] Jacopo Moccia EWEA. Evolution of the offshore wind energy industry. Offshore 2011 pre-event seminar - Amsterdam, November 2011.
- [27] LondonArray. acedido em 30/05/2013. URL: <http://www.londonarray.com/>.
- [28] European Wind Energy Association. The european offshore wind industry - key trends and statistics 2012, January 2013.
- [29] Ocean Energy Council. acedido em 29/05/2013. URL: <http://www.oceanenergycouncil.com/index.php/Offshore-Wind/Offshore-Wind-Energy.html>.
- [30] Filipe Miguel Faria da Silva. Offshore wind parks electrical connection. diploma thesis, IST.

- [31] Sérgio Manuel de Araújo Luís. Soluções de controlo para redes hvdc multi-terminal. diploma thesis, FEUP.
- [32] EUROSTAG Tracbel&RTE. Eurostag manual, June 2010.
- [33] EUROSTAG Tracbel&RTE. Eurostag tutorial, June 2010.
- [34] J. Machowski, J. Bialek, e J.J.R. Bumby. *Power System Dynamics and Stability*. Wiley, 1997.
- [35] Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, 2006. doi:10.1109/IEEESTD.2006.99499.
- [36] P.M. Anderson, A.A.A. Fouad, Institute of Electrical, e Electronics Engineers. *Power system control and stability*. IEEE Press power engineering series. IEEE Press, 2003.
- [37] Utility-Scale e Distributed Wind Energy Generation. acedido em 03/06/2013. URL: <http://teeic.anl.gov/er/wind/restech/scale/index.cfm>.
- [38] M.M. Adibi, L.H. Fink, C.J. Andrews, F. Arsanjani, M.W. Lanier, J.M. Miller, T.A. Volkman, e J. Wrubel. Special considerations in power system restoration. *Power Engineering Review, IEEE*, 12(11):43–, 1992. doi:10.1109/MPER.1992.161433.
- [39] L. Seca, H. Costa, C.L. Moreira, e J. A. Peças Lopes. An innovative strategy for power system restoration using utility scale wind parks. artigo aceite para apresentação. Em *IREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - IX IREP*, Rethymnon, Greece, August 2013.